

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА ЗАПАДНО-ПОЛУДЕННОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.276.43(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Г	Стручков Дмитрий Васильевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф Ирина Валерьевна	Д.Э.Н		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Якимова Татьяна Борисовна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
в области производственно-технологической деятельности		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
в области организационно-управленческой деятельности		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
в области проектной деятельности		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

(Подпись) (Дата) Максимова Ю.А.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Группа

ФНО

2Б6Г

Стручков Дмитрий Васильевич

Анализ эффективности системы поддержания пластового давления на Западно-Полуденном нефтяном месторождении (Томская область)

Утверждена приказом директора (дата, номер)

59-119/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:

22.06.2020

Исходные данные к работе

Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Обзор общих сведений о месторождении, геолого-физической характеристики месторождения. Анализ показателей разработки, текущего состояния. Анализ существующей системы поддержания пластового давления на месторождении. Выбор оптимального мероприятия для усовершенствования приемистости нагнетательных скважин. Расчет экономической эффективности применения комплексной кислотной обработки призабойной зоны пласта нагнетательных скважин.
---	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Общие сведения о месторождении	Старший преподаватель Гладких Марина Алексеевна
Геолого-физическая характеристика месторождения	
Анализ текущего состояния разработки	
Анализ существующей системы ППД	
Финансовый менеджмент	Доцент, к.э.н. Якимова Татьяна Борисовна
Социальная ответственность	Ассистент, Черемискина Мария Сергеевна

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Общие сведения о месторождении; Геолого-физическая характеристика месторождения; Анализ текущего состояния разработки; Анализ существующей системы ППД; Финансовый менеджмент; Социальная ответственность

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	29.02.2020
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			29.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Г	Стручков Дмитрий Васильевич		29.02.2020

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных. ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования: Высшее
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: весенний семестр 2019/2020 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	22.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.03.2020	Общие сведения о. месторождении	20
13.04.2020	Геолого-физическая характеристика месторождения	20
29.04.2020	Анализ текущего состояния разработки	20
25.05.2020	Анализ существующей системы ИПД	20
06.06.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
06.06.2020	Социальная ответственность	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф Ирина Валерьевна	Д.э.н.		03.03.2020

Консультант (при наличии)

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			03.03.2020

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			03.03.2020

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 102 страницы, в том числе 19 рисунков, 31 таблицу. Список литературы включает 29 источников.

Ключевые слова: призабойная зона пласта, обработка призабойной зоны пласта, порода, поддержание пластового давления, заводнение, нагнетательная скважина, кислотная обработка, комплексная кислотная обработка, соляная кислота, глинокислота, коллектор, геолого-техническое мероприятие, загрязнение.

Объектом исследования является система поддержания пластового давления на Западно-Полуденном месторождении.

Цель работы – анализ системы поддержания пластового давления на месторождении, усовершенствование процесса ППД путем проведения мероприятий по обработке призабойной зоны пласта.

В процессе исследования были рассмотрены и проанализированы: текущее состояние разработки Западно-Полуденного месторождения, система заводнения, эксплуатация нагнетательных скважин, применение соответствующего метода кислотной обработки ПЗП нагнетательных скважин.

В результате исследования было обосновано применение кислотных обработок призабойной зоны пласта нагнетательных скважин в целях увеличения приемистости, даны рекомендации по выбору подходящей технологии и оптимального кислотного состава, предоставлен обобщенный процесс принятия решений, для достижения максимальной эффективности.

Область применения: данные технологии эффективно применять на любых стадиях разработки месторождения, при различных загрязнениях призабойных зон пластов нагнетательных скважин.

Обозначения, определения, сокращения

ППД – поддержание пластового давления

ПЗП – призабойная зона пласта

ОПЗ – обработка призабойной зоны

ГТМ – геолого-технические мероприятия

КО – кислотная обработка

СКО – солянокислотная обработка

ГКО – глинокислотная обработка

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения

ВНК – водонефтяной контакт

ЭЦН – электроцентробежный насос

МУН – метод увеличения нефтеотдачи

ПАВ – поверхностно-активные вещества

ПГД БК – пороховой генератор давлений

ЧС – чрезвычайная ситуация

КРС – капитальный ремонт скважины

ПДК – предельно-допустимые концентрации

КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика

СИЗ – средства индивидуальной защиты

ПДВ – предельно-допустимые выбросы

ПДС – предельно-допустимые сбросы

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	10
1 Общие сведения о месторождении	12
1.1 Характеристика района работ	12
1.2 История проектирования месторождения	14
2 Геолого-физическая характеристика месторождения	16
2.1 Стратиграфия	16
2.2 Тектоника	18
2.3 Нефтеносность	20
2.4 Физико-химическая характеристика нефти и растворенного газа	22
2.5 Запасы нефти и растворенного газа	23
3 Анализ текущего состояния разработки	26
3.1 Анализ структуры фонда скважин	26
3.2 Состояние выполнения проектных решений по разработке месторождения	33
4 Анализ существующей системы ППД	36
4.1 Анализ системы заводнения	36
4.2 Анализ эксплуатации нагнетательных скважин	37
4.3 Анализ выбора метода КО	42
4.3.1 Солянокислотная обработка	42
4.3.2 Глинокислотная обработка	43
4.3.3 Комплексная кислотная обработка	43
4.4 Технологическая технология применения комплексной кислотной обработки	44
4.5 Оборудование и материалы, применяемые при ГКО	47
4.6 Анализ эффективности метода кислотной обработки	52
5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	56
5.1 Обоснование экономической эффективности проведения комплексной КО нагнетательным скважинам	56
5.2 Анализ влияния мероприятия на технико-экономические показатели закачки в ПЗП кислот	56
5.3 Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям	61

6 Социальная ответственность	72
6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	72
6.2 Производственная безопасность	75
6.3 Анализ вредных производственных факторов.....	76
6.3.1 Повышенный уровень шума.....	76
6.3.2 Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.....	77
6.3.3 Токсические вещества.....	77
6.3.4 Повышенное значение напряжения.....	79
6.3.5 Движущиеся машины; подвижные части производственного оборудования..	79
6.4 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя (работающего)	80
6.5 Экологическая безопасность.....	81
6.5.1 Мероприятия по охране атмосферы	81
6.5.2 Мероприятия по охране гидросферы.....	82
6.5.3 Мероприятия по охране литосферы.....	83
6.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	83
Заключение.....	86
Список использованных источников.....	87
Приложение А. Свойства пластовой нефти продуктивных пластов	90
Приложение Б. Компонентный состав нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти.....	93
Приложение В. Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти	96
Приложение Г. Текущее состояние разработки Западно-Полуденного месторождения за 2013 год.....	100
Приложение Д. Распределение нагнетательных скважин с учетом характера изменения состояния призабойной зоны пласта	101
Приложение Е. Оперативные запасы нефти по пластам Западно-Полуденного месторождения на 01.01.2014г.	102

ВВЕДЕНИЕ

Зона деятельности АО «Томскнефть» ВНК составляет около 34 тысяч км². Площадь лицензионных участков – свыше 26 тысяч км². Современное состояние сырьевой базы АО «Томскнефть» ВНК характеризуется ухудшением структуры и качества запасов на разрабатываемых и вновь вводимых в разработку месторождениях. Существенным является рост в общем балансе АО истощенных, трудноизвлекаемых запасов и залежей с непереломным нефтенасыщением. При этом высокая (более 85 %) обводненность скважин на объектах с истощенными высокоактивными запасами переводит их в разряд низкодебитных по нефти.

Система поддержания пластового давления требует значительных улучшений. Основное число действующих нагнетательных скважин характеризуются низкими значениями приемистости. В данном случае это может быть вызвано плавным ухудшением фильтрационных свойств призабойной зоны.

В данной работе сделана попытка показать, как можно повысить приемистость нагнетательных скважин, если подобрать существующие методы повышения приемистости. Таким методом является кислотная обработка призабойной зоны пласта нагнетательных скважин.

Несмотря на изученность данного вида ГТМ, ОПЗ пласта кислотами является сложным технологическим процессом, который требует проведения комплексного анализа многих факторов с дальнейшим обоснованием адекватности, рациональности и экономической выгоды принимаемых технологических решений, чтобы добиться максимальной эффективности от кислотной обработки.

Актуальность данной темы заключается в том, что проведение кислотных обработок призабойной зоны пласта приведет к увеличению приемистости нагнетательных скважин, вследствие чего увеличится дополнительная добыча нефти добывающих скважин, что даст положительный экономический эффект.

Цель данной работы – анализ системы поддержания пластового давления на месторождении, усовершенствование процесса ППД путем проведения мероприятий по ОПЗ.

Задачи:

- Провести обзор общих сведений по Западно-Полуденному месторождению;
- Провести анализ текущего состояния разработки на месторождении;
- Провести анализ существующей системы ППД;
- Выбрать оптимальный вариант усовершенствования системы ППД на месторождении.

Объект исследования – система поддержания пластового давления на Западно-Полуденном месторождении.

Предмет исследования – введение мероприятия по комплексной кислотной обработке призабойной зоны пласта.

1 Общие сведения о месторождении

1.1 Характеристика района работ

Западно-Полуденное месторождение открыто в 1984 году. В административном отношении месторождение находится в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского национального округа Тюменской области.

Месторождение расположено в 40 км к югу от г. Нижневартовска и 55 км к западу от г. Стрежевого (Рисунок 1.1).

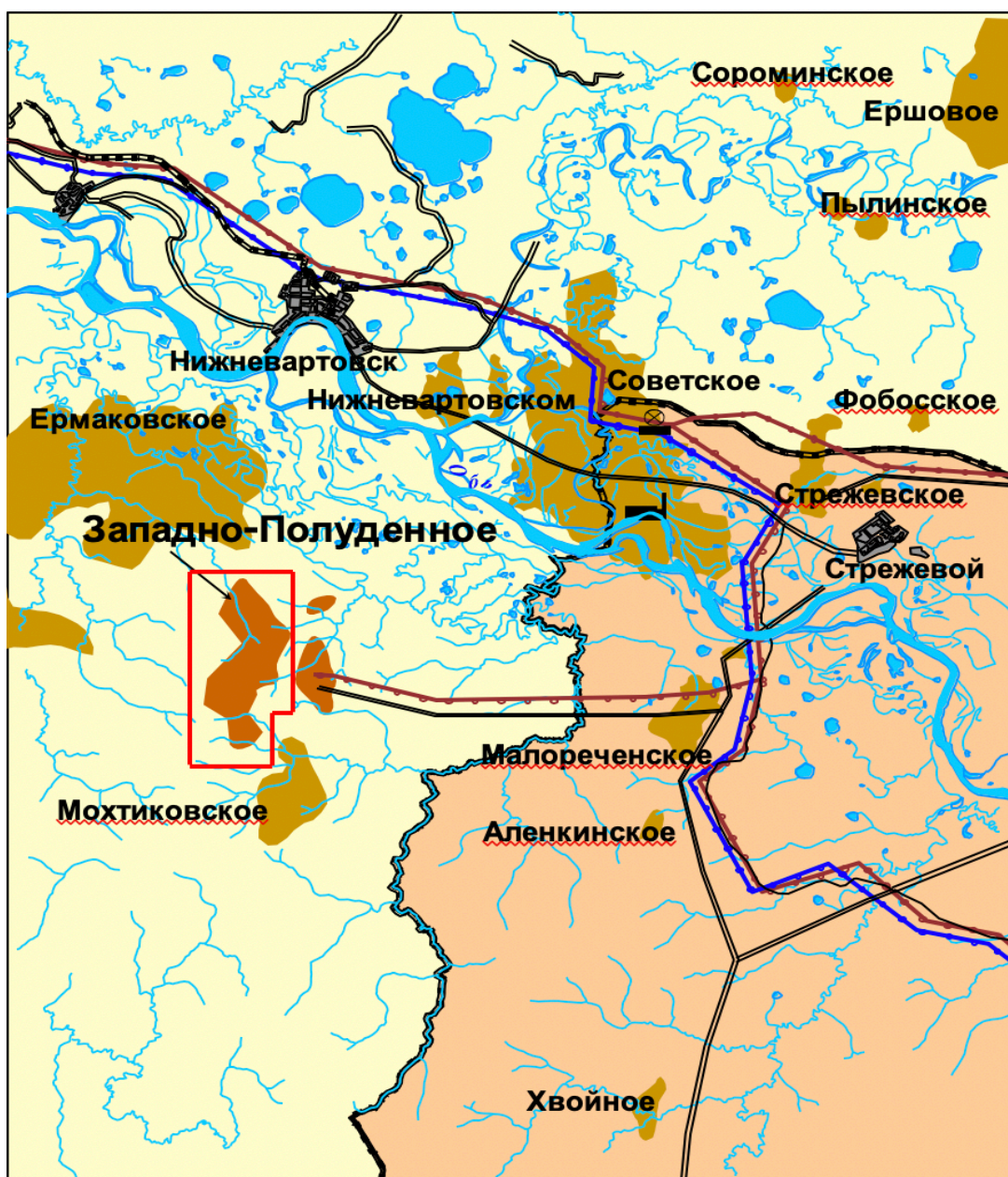


Рисунок 1.1 – Обзорная карта района работ [15]

Площадь представляет собой слабо пересеченную речками Большой Юган и Акимкина равнину, покрытую лесом.

Месторождение расположено в 10–12 км от притока реки Оби – Большой Пасол (река судоходная на период паводка).

Материально – техническое снабжение, требующееся для освоения месторождения, осуществляется по автодороге «Малореченский нефтепромысел – Западно-Полуденное месторождение» протяженностью 45–50 км. В паводковый период возможен завоз грузов и по протоке Большой Пасол.

Электроснабжение объектов месторождения осуществляется от подстанции ПС – 110/35/10 «Александровское» через Малоречинский промысел.

На месторождении однетрубная система сбора нефти, по которой далее продукция транспортируется на Малореченское месторождение, где происходит промысловую подготовку.

Водоснабжение для хозяйственных нужд осуществляется из артезианских скважин. Отопление помещений производится из собственной котельной, которая работает на попутном газе. Из строительных материалов на месте имеется глина, лес.

Климат района резкоконтинентальный, абсолютный минимум температуры воздуха достигает -57°C , среднегодовая температура воздуха за многолетний период составляет -30°C , среднемесячная температура воздуха самого холодного месяца января составляет -21°C , самого теплого месяца июля $+17^{\circ}\text{C}$. Безморозный период составляет в среднем 100 – 114 дней. Снежный покров устанавливается в октябре месяце, исчезает в мае, высота снежного покрова до 75 см. грунт промерзает на глубину до 1 метра. Осенью, зимой и в первую половину весны господствующими являются ветры западного и южного направления, летом и во вторую половины весны преобладают юго-западные и юго-восточные ветры. Скорость ветра достигает 14 – 17 м/с.

Среднегодовое количество осадков 350 – 400 мм, наибольшее количество выпадает летом и осенью.

1.2 История проектирования месторождения

В 1990 году «ТомскНИПИнефть» была составлена «Технологическая схема опытно-промышленной разработки участка западной части Полуденного месторождения (Акимкинская площадь)». Согласно этой технологической схеме, на западной части месторождения проектный фонд составляет 312 скважин, из них 240 добывающих и 72 нагнетательных, причем к объекту АВ₁³ относятся 223 скважины (71.5% фонда). Скважины пласта АВ₁³ размещены по треугольной равномерной сетке, трехрядной системе (223 скважины), по АВ₂ – пятирядной системе (89 скважин); в зоне перекрытия площадей нефтеносности обеих залежей в целях равномерного размещения скважин произведено смещение сеток объекта АВ₂ на 250 м, это совпало с водонефтяной зоной последнего. В остальной части площади положение рядов скважин обоих объектов совпадает.

Позднее, в 1993 году институтом «ТомскНИПИнефть» была составлена Технологическая схема разработки Полуденного месторождения», которая в 1994 году была представлена и принята на ЦКР (протокол ЦКР № 1637 от 15.02.1994). Эта техсхема предусматривала выделение двух эксплуатационных объектов АВ₁³ и АВ₂, расстановку скважин на Акимкинской площади по равномерной треугольной сетке скважин с расстоянием между ними 500 м, для обеспечения равномерного распределения на поверхности скважин обоих объектов взаимосмещение их рядов составило 216 м, на геометрически средний элемент плотность сетки – 21.7 га/скв, система размещения трехрядная.

В 1996 году в процессе доразведки юрских отложений, путем углубления проектных скважин, установлена промышленная нефтеносность горизонта Ю₁.

В 1999 году в работе «Анализ разработки и прогноз технологических показателей по месторождениям АО «Томскнефть» на период действия лицензионных соглашений» (протокол ЦКР № 2425 от 22.09.1999 г.) были уточнены технологические показатели разработки Полуденного

месторождения.

В 2000 году ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК» выполнило и представило на ТКР ХМАО «Проект пробной эксплуатации залежи пласта Ю₁ Западно-Полуденного месторождения», который был принят в качестве «Дополнения...» к утвержденной технологической схеме разработки по варианту 1 на 2001-2002 гг. (протокол ТКР ХМАО № 180 от 15.12.2000 г.).

В 2004 году ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК» завершило пересчет запасов по Полуденному месторождению и представило на ЦКР «ТЭО КИН Полуденного месторождения» (протокол ЦКР № 3171 от 15.07.2004 г.).

В этом же году ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК» приступило к работе над новым проектным документом «Проект разработки Полуденного месторождения». В конце декабря 2005 года данная работа была представлена и утверждена на ТО ЦКР по ХМАО (протокол № 719 от 21.12.2005).

Таблица 1.1 – Основные технологические показатели утвержденного варианта [16]

Максимальные проектные уровни добычи:	
– нефти, тыс. т. (2005 г.)	749.9
– жидкости, тыс. т. (2016 г.)	5290.1
Фонд скважин за весь срок разработки, всего, шт.	342
в том числе: – добывающих	233
– нагнетательных	109
Фонд скважин для бурения, всего, шт.	82
в том числе: – добывающих	61
Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0.413

В настоящее время разработка Западно-Полуденного нефтяного месторождения ведется согласно «Проекту разработки Полуденного месторождения».

2 Геолого-физическая характеристика месторождения

2.1 Стратиграфия

Геологический разрез Западно-Полуденного месторождения представлен породами двух структурных комплексов: метаморфизованными породами палеозойского складчатого фундамента и песчано-глинистыми отложениями мезозойско-кайнозойского осадочного чехла.

Полный разрез до фундамента вскрыт девятью скважинами, платформенный чехол – 40 поисково-разведочными скважинами.

Максимальная глубина залегания пород фундамента составляет 3002 м (скв.363), наименьшая – 2642 м (скв.301).

Охарактеризованность разреза месторождения керновым материалом неравномерная. Наиболее полно изучены отложения нижнего мела, к которым приурочены промышленно – нефтеносные горизонты: АВ₁ – нижняя подсвита алымской свиты; АВ₂ – верхняя часть вартовской свиты; в меньшей степени – верхняя подсвита васюганской свиты (продуктивный горизонт Ю₁).

Литолого-стратиграфический разрез

Геологическое строение Западно-Полуденного месторождения является типичным для месторождений Тюменской области. Разрез его сложен доюрскими образованиями фундамента и мезо-кайнозойскими отложениями чехла. В данной главе рассматриваются только те стратиграфические комплексы, к которым приурочены продуктивные пласты.

Мезозойская группа – Юрская система – Васюганская свита

Морские отложения свиты по литологическому составу подразделяются на нижневасюганскую, сложенную плотными аргиллитами и верхневасюганскую – песчано-алевролитовую с прослоями аргиллитов. Последняя соответствует объему продуктивного горизонта Ю₁, состоящего из трех песчаных пластов: Ю₁¹, Ю₁² и Ю₁³, два из которых - Ю₁¹ и Ю₁² - нефтеносны. Песчаники мелко- и среднезернистые, кварцполевошпатовые. Алевролиты светло-серые, плотные.

Разрез свиты вскрыт в 28 скважинах, толщина ее составляет 63 - 78 м.

Меловая система – Вартовская свита

Нижняя часть свиты, согласно залегающая на породах мегинской свиты, сложена прибрежно-морскими и мелководными образованиями, представленными переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. В ее составе выделяются пласты БВ₀ – БВ₇. Верхняя часть свиты представлена переслаиванием песчаников, алевролитов (пласты А₂ – А₆) и аргиллитов прибрежно-континентального происхождения.

К кровле вартовской свиты приурочен продуктивный горизонт АВ₂, характеризующийся литологически неоднородным строением, включающий пласты АВ₂^А и АВ₂^В. Его формирование связано с русловыми и пойменными фациями. Толщина свиты 335 – 400 м.

Алымская свита

Отложения свиты сформировались в прибрежно-морских условиях. По условиям осадконакопления и литологическим свойствам выделяются две подсвиты: нижняя, представленная песчано-алевролитовыми породами продуктивного горизонта АВ₁ и верхняя, сложенная аргиллитами с редкими прослоями алевролитов, индексируемая как кошайская пачка.

В объеме горизонта АВ₁ выделяются пласты АВ₁¹⁻² и АВ₁³, различающиеся условиями осадконакопления, степенью неоднородности и глинизации.

Базальный пласт АВ₁³ формировался в условиях приливно-отливной равнины и представлен, в основном, песчаниками мелко-среднезернистыми, иногда известковистыми и разномзернистыми алевролитами.

Пласт АВ₁¹⁻² сформирован в штормовых условиях морского мелководья, что определило сложную линзовидно-прерывистую текстуру пласта.

Толщина свиты 67 – 93 м.

Остальная верхняя часть разреза толщиной около 1650 м типична для данного региона и не содержит продуктивных пластов.

2.2 Тектоника

Согласно тектонической карте мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Западно-Сибирской плиты Западно-Полуденное месторождение расположено в Южной части Нижневартовского свода, в пределах которого выделена структура II порядка – Зайцевское куполовидное поднятие. Представление о его структурном плане базируется на результатах работ с/п 1,72/83-84, так как в период с 1984 по 1994 гг. практически все сейсморазведочные работы, за исключением горизонтов Б и Па, проводились только на сопредельных территориях, не затрагивая Западно-Полуденное месторождение. Плотность сети 2D сейсмических профилей на Западно-Полуденной площади 0,7 пог.км/кв.км.

По результатам этих работ установлено, что Зайцевское к.п. представляет собой линейно-вытянутую структуру субмеридионального простирания, осложненную четырьмя локальными поднятиями: Западно-Полуденным (Акимкинским), Полуденным, Былинским и Лесным. Материалы сейсморазведочных работ дают наиболее общую информацию о строении различных горизонтов осадочного чехла и связанных с ними отражающих границ. В разрезе осадочных пород, слагающих верхний структурный этаж, методами сейсморазведки уверенно прослеживается целый ряд отражающих поверхностей, связанных с различными по возрасту и литологии осадками от нижнего палеогена до нижней юры:

- Э (кровля талицкой свиты нижнего палеогена);
- С (кровля березовской свиты верхнего мела);
- Г (кровля верхнепокурской подсвиты верхнего мела);
- М (низы нижнепокурской подсвиты нижнего мела);
- dm (кровля мегионской свиты, подошва чеускинской пачки);
- Ач (кровля ачимовской пачки нижнего мела);
- Б и II^а (кровля баженовской свиты и кровля васюганской свиты верхней юры);
- Т (верхи тюменской свиты нижней и средней юры);

– А (подошва осадочного чехла, кровля доюрских образований).

Верхнеюрский отражающий горизонт Б (кровля баженовской свиты) является наиболее выдержанным и связан с кровлей битуминозных аргиллитов баженовской свиты. Баженовская свита является региональным геологическим репером на большей части Западно-Сибирской плиты, а сейсмический горизонт Б (кровля баженовской свиты), приуроченный к кровле этих отложений, является маркирующим.

По отражающему горизонту Б Зайцевскому к.п. соответствует довольно обширная приподнятая зона, оконтуриваемая изогипсой -2400 м и осложненная Полуденным, Былинским, Западно-Полуденным и Лесным локальными поднятиями III порядка, имеющими линейно-вытянутую форму субмеридионального простирания. Размеры Полуденного поднятия - 5x15,5 км, Западно-Полуденного - 4,5x19,5 км, Былинского - 2x13,5 км, амплитуды их соответственно 60 м, 90 м, 70 м. Углы наклона крыльев Западно-Полуденной структуры варьируют в пределах 40' - 2°30', Полуденной - в пределах 42' - 2°40'. Былинской - в пределах 1° - 1°15'.

Структурный план по продуктивному пласту – Ю 1-1 (отражающий горизонт Па - кровля васюганской свиты) практически повторяет план по отражающему горизонту Б, сохраняя при этом все элементы структурной карты. Углы наклона крыльев на Западно-Полуденном локальном поднятии изменяются от 52' до 2°, амплитуда поднятия - 80 м, на Полуденном - от 57' до 1°43', амплитуда поднятия - 40 м, на Былинском – от 1°16' до 2°3', амплитуда поднятия - 50 м. Вверх по разрезу структурный план Западно-Полуденного месторождения по кровле мегионской свиты продолжает сохранять очертания унаследованности, хотя углы наклона становятся более пологими. На Западно-Полуденном локальном поднятии они изменяются в пределах 29' - 1°28', на Полуденном - 17' - 1°21', на Былинском - 1° - 1°11'. Амплитуды локальных поднятий уменьшаются на Западно-Полуденном до 34 м, на Полуденном - до 10 м, на Былинском - до 10 м.

Структурные планы по кровле продуктивного пласта АВ 1-3, а также

по подошве покурской свиты, в целом, повторяют очертания поднятий по ниже залегающим горизонтам. По этим горизонтам наблюдаются некоторые изменения осей простирания и большая степень выполаживания структурных основных элементов, локальные поднятия и разделяющие их прогибы выражены менее рельефно. По кровле покурской свиты Западно-Полуденная структура имеет углы наклона 34' -38', амплитуду - 20 м, тогда как Полуденная и Былинская начинают постепенно исчезать.

2.3 Нефтеносность

Западно-Полуденное месторождение расположено в юго-западной части Нижневартовского нефтегазоносного района, промышленная нефтеносность которого установлена в широком стратиграфическом диапазоне разреза юрских, меловых отложений и породах коры выветривания.

Залежи нефти на Западно-Полуденном месторождении выявлены в двух продуктивных горизонтах нижнего мела – АВ₁, АВ₂ и одном верхнеюрском – Ю₁. Каждый из продуктивных горизонтов включает по два нефтеносных пласта. В верхах горизонта Ю₁ выделены пласты Ю₁¹ и Ю₁²; в объеме горизонта АВ₂ – пласты АВ₂^А и АВ₂^В и низах горизонта АВ₁ – пласт АВ₁³, подразделяющийся в свою очередь на два объекта подсчета АВ₁^{3А} и АВ₁^{3В}.

Таблица 2.1 – Геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов Западно-Полуденного месторождения [15]

Параметры	Западно-Полуденное		
	Пласты		
	АВ ₁ ³	АВ ₂	Ю ₁
Средняя глубина залегания кровли, м	1627	1636	2340
Тип залежи	пластово-сводовая литологически экранированная		
Тип коллектора	Поровый		
Площадь нефтегазоносности, тыс. м ³	78703	44289	8009

Продолжение таблицы 2.1

Средневзвешанная общая толщина, м	4,8	5,6	5,3
Средневзвешанная нефтенасыщенная толщина, м	2,7	3,5	2,3
Пористость, доли ед.	0,247	0,261	0,194
Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	0,515	0,49	0,503
Проницаемость, мкм ²	0,128	0,189	0,168
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,7	0,8	0,8
Коэффициент расчленённости, ед.	2,5	2,5	3,3
Начальная пластовая температура, 0С	61	59	93
Начальное пластовое давление, Мпа	17,2	17,2	23
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	5,5	6,3	1,7
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,823	0,827	0,76
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,875	0,869	0,862
Абсолютная отметка ВНК, м	1627-1650	1643-1652	2338-2366
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,09	1,073	1,215
Содержание серы в нефти, %	1,56	1,42	1,14
Содержание парафина в нефти, %	2,29	3,17	4,3
Давления насыщения нефти газом, Мпа	7,3	5,7	10,4
Газосодержание нефти, м ³ /т	31	25	66,9
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	-	-	0,34
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	-	1,012	1,012
Средняя продуктивность, м ³ /(сут*Мпа)	10,9	16,6	19,4

Особенностями нижнемеловых залежей являются незначительные эффективные нефтенасыщенные толщины, низкое насыщение, наличие обширных зон замещения коллекторов. Для данных залежей характерно также наличие локальных водоносных линз, контролируемых в одних случаях зонами замещения пород, в других – существующих изолированно в пределах нефтяного поля. Из большинства месторождений, разрабатываемых ОАО «Томскнефть» ВНК, подобное характерно для пласта Ю₃³⁻⁴ тюменской свиты Вахского месторождения.

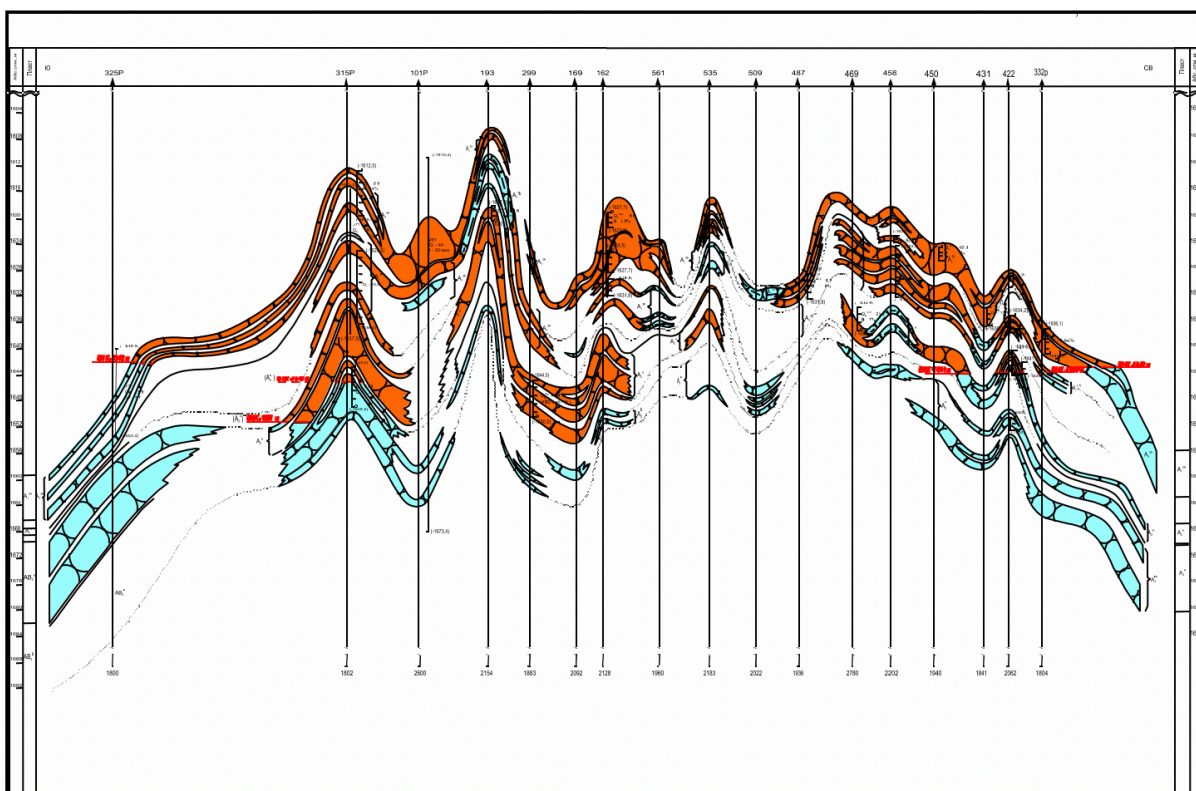


Рисунок 2.1 – Продольный геологический разрез по линии VII-VII Западно-Полуденного месторождения (AB13A – AB13Б – AB2A-AB2Б) [15]

Толща AB_1^3 нефтеносна на всех структурах, входящих в состав месторождения. В ее объеме выделено две пластовых сводовых, литологически экранированных залежи, с пластами AB_1^{3A} и $AB_1^{3Б}$.

2.4 Физико-химическая характеристика нефти и растворенного газа

Физико-химические свойства нефти и нефтяного газа изучены в пластовых условиях, при разгазировании глубинных проб и по поверхностным пробам. Всего в процессе проведения поисково-разведочных работ и эксплуатации месторождения глубинные пробы исследованы по пласту AB_1^3 в 11 скважинах, по пласту AB_2 - в 11 скважинах, по пласту $Ю_1^1$ – в 6 скважинах, по пласту $Ю_1^2$ – в 1 скважине. Свойства углеводородов в поверхностных условиях изучены по пластам AB_1^3 , AB_2 , $Ю_1^1$ и $Ю_1^2$.

Объем исследований по сравнению с предыдущим существенно

увеличился. Глубинные пробы нефти отбирались в пробоотборники поршневого типа ВПП-300. Методика и технология физико-химических исследований соответствовала требованиям инструкции по исследованию нефти. Газовые факторы определялись при дифференциальном разгазировании в промысловых условиях ее подготовки:

I ступень сепарации – давление 0.140 МПа, температура 25 °С,

II ступень сепарации – давление 0.105 МПа, температура 35 °С.

Пробы нефти исследовались в специализированных лабораториях концерна Тюменьгеология, ОАО “ТомскНИПИнефть”, “СИБНИИНП” и на кафедре технологии топлива ТПУ.

Анализ глубинных проб проводился на установке высокого давления УТИПН-1.

Свойства пластовой нефти приведены в приложении А, компонентный состав нефти и газа в приложении Б.

Средние значения физико-химических свойств и фракционного состава нефтей по пластам приведены в приложении В. Данные исследования технологической пробы нефти пласта АВ₁³ показывают, что она является сырьем для получения реактивного топлива, осветительного керосина марки КО-25, зимнего дизельного топлива марки З-0.5, летнего дизельного топлива после гидроочистки, высокосернистого топочного мазута марки 100.

Технологический индекс нефти 2.3.3.2.2.

2.5 Запасы нефти и растворенного газа

В 1991 году осуществлен подсчет начальных запасов нефти Западно-Полуденного месторождения по пластам АВ₁^{2Б}, АВ₁³ и АВ₂ в количестве (геологические/извлекаемые) запасы составили по категории С₁ – 91492 / 30278 тыс. т и по категории С₂ – 18813 / 4991 тыс. т. Запасы нефти по пласту ЮВ₁ не были утверждены, как не имеющие промышленной ценности (протокол ГКЗ № 6 от 04.02.1992 г.). По состоянию на 01.01.2000 г. запасы нефти горизонта ЮВ₁ подсчитаны

по данным бурения 12 эксплуатационных скважин и поставлены на оперативный учет по категории C_1 в количестве: геологические – 688.8 тыс. т, извлекаемые – 227.1 тыс. т.

В 2004 году «ТомскНИПИнефть» завершило пересчет запасов нефти и газа по Западно-Полуденному месторождению. Геологические запасы нефти по категориям уменьшились более чем в 2 раза, что связано с неподтверждением первоначальной геологической модели месторождения на этапе эксплуатационного бурения.

В связи с проведенными испытаниями объектов после подсчета запасов по залежам пластов $ЮВ_1^1$, $ЮВ_1^2$, $АВ_1^{3А}$, $АВ_1^{3Б}$, в 2006 году был осуществлен перевод запасов категории C_2 в категорию C_1 . Произведено уточнение модели залежей и их запасов по результатам испытания новых пластов в ранее пробуренных скважинах. Пересчет запасов осуществлялся на основе трехмерной геологической модели.

В результате перевода запасов из категории C_2 в C_1 , оперативные балансовые/извлекаемые запасы категорий $В+C_1$ по месторождению увеличились на 4815/2723 тыс.т.

Таблица 2.2 – Утвержденные начальные запасы нефти по Западно-Полуденному месторождению [14]

Пласт	ЗАПАСЫ НЕФТИ				КИН В+C ₁ /C ₂
	Начальные запасы нефти, тыс. т (утв. ГКЗ № 1034 от 22.06.05г.)				
	Балансовые		Извлекаемые		
	В+C ₁	C ₂	В+C ₁	C ₂	
	тыс.т				
АВ ₁ ^{3А+3Б}	22483	9529	10679	2687	0.475/0.282
АВ ₂ ^{А+Б}	21007	597	7621	168	0.363/0.282
Ю ₁ ¹⁺²	1821	180	825	18	0.453/0.100
ИТОГО:	45311	10306	19125	2873	0.422/0.279

В середине 2005 года новые запасы были представлены и утверждены на ГКЗ (протокол ГКЗ № 1034 от 22.06.2005 г.), таблица 2.2-2.3.

Таблица 2.3 – Утвержденные начальные запасы газа по Западно-

Полуденному месторождению [14]

Пласт	ЗАПАСЫ ГАЗА	
	Начальные запасы газа, млн.м ³ (утв. ГКЗ № 1034 от 22.06.05г.)	
	Балансовые	
	В+С ₁	С ₂
	млн.м ³	
АВ ₁ ^{3А+3Б}	721.7	305.9
АВ ₂ ^{А+Б}	674.3	19.1
Ю ₁ ¹⁺²	128.2	12.7
ИТОГО:	1524.2	337.7

Оперативные запасы по площадям и пластам месторождения представлены в приложении Е.

По состоянию на 01.01.2014 г. накопленная добыча с начала разработки составила 13646 тыс.т, остаточные извлекаемые запасы нефти Западно-Полуденного месторождения по категории В+С₁ составляют 8352 тыс. т. Текущий коэффициент извлечения нефти равен: 0.262.

3 Анализ текущего состояния разработки

3.1 Анализ структуры фонда скважин

В настоящее время Западно-Полуденное месторождение находится на третьей стадии разработки. Объектами разработки являются горизонты АВ₁³, АВ₂ и ЮВ₁.

Разработка Западно-Полуденного месторождения началась в июле 1990 года со скважины № 309Р. На рисунке 3.3 представлена динамика основных показателей разработки Западно-Полуденного месторождения с начала разработки.

На 01.01.2014 года Западно-Полуденная площадь характеризуется наибольшими накопленными отборами нефти в целом по Полуденному месторождению, накопленная добыча нефти составила 13646.5 тыс. т, что составляет 97.5% от всей накопленной добычи по Полуденному месторождению. Распределение накопленной добычи нефти по способам эксплуатации представлен на рисунке 3.1 и выглядит следующим образом: фонтанным способом – 57.3 тыс. т (0.4% от накопленной добычи нефти по площади), ЭЦН – 12199.5 тыс. т (89.4%), ШГН – 936.7 тыс. т (6.9%), REDA – 452.3 тыс. т (3.3%) и винтовыми насосами добыто всего 635 т (0.005%).

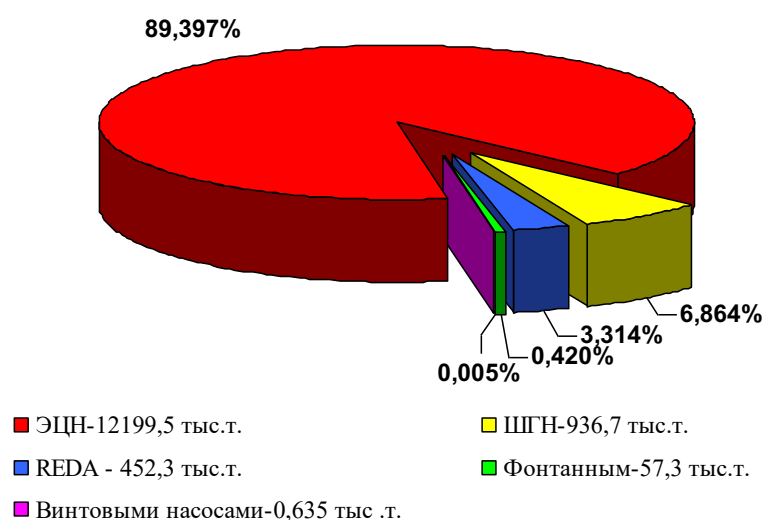


Рисунок 3.1 – Распределение накопленной добычи нефти по способам эксплуатации на 1.01.2014г. [17]

Из этого следует, что основным способом добычи нефти на Западно-Полуденном месторождении является механизированный. Текущий коэффициент нефтеизвлечения равен 0.262 (при конечном 0.422), отобрано 62,1 % от утвержденных извлекаемых запасов.

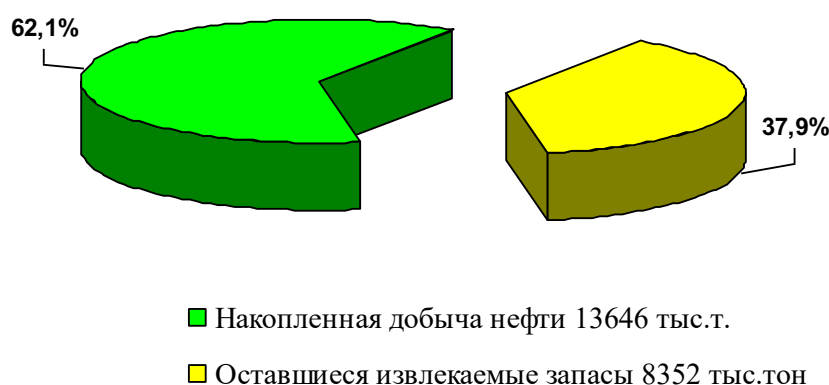


Рисунок 3.2 – Накопленная добыча нефти на 01.01.2014 г. [17]

Средняя обводненность продукции скважин достигла 87.9%. Текущая компенсация за 2013 год составила 88.5%, накопленная закачка компенсирует отбор жидкости на 81%.

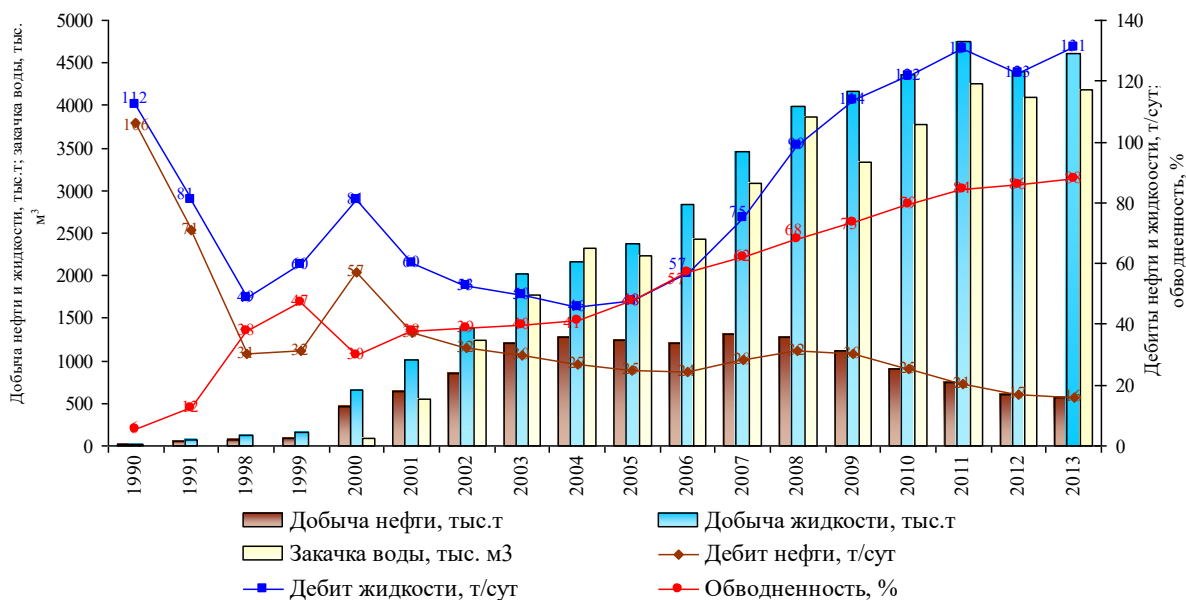


Рисунок 3.3 – Динамика основных показателей разработки Западно-Полуденной площади [17]

За 2013 год на Западно-Полуденном месторождении добыто 560.7 тыс. т нефти и 4613.9 тыс. т жидкости. Распределение отборов нефти на Западно-Полуденном месторождении по способам эксплуатации за 2013 год представлено в таблице 3.1, как видно из таблицы, с помощью ЭЦН добыто наибольшее количество нефти (более 93%).

Таблица 3.1 – Распределение отборов нефти на Западно-Полуденном месторождении по способам эксплуатации за 2013 года [17]

Показатели	Способ эксплуатации			Всего:
	ЭЦН	ШГН	REDA*	
1. Количество скважин, ед.	88	16	1	104
2. Годовой отбор нефти, тыс.т	542.9	13.3	4.4	560.7
3. Годовой отбор жидкости, тыс.т	4544.8	29.2	39.9	4613.0
4. Обводненность с начала года, %	88.1	54.5	88.9	87.9
5. Средние дебиты нефти, т/сут	17.5	3.3	47.8	15.9

* на 01.01.2014 г. насос не используется

Действующий добывающий фонд скважин Западно-Полуденного месторождения на 1.04.2014 г. составляет 104 скважин, все они ведут добычу механизированным способом, 89 из них оборудованы УЭЦН, 15 скважин оборудованы ШГН. Средняя суточная добыча Западно-Полуденного месторождения составляет 1534 т/сут. Если рассмотреть распределение суточного дебита по скважинам совместно с вкладом данной скважины в суточный дебит (рисунок 3.4), то можно выделить три группы скважин (таблица 3.2).

Таблица 3.2 – Распределение скважин по группам [16]

«Золотой фонд»	«Серебряный фонд»		«Малодебитный фонд»	
№ скважины				
248	461	488	563	487
274	459	523	183	180
767	545	542	584	462
650	289	524	745	243
203	213	251	554	449
565	490	166	190	200
167	525	424	313	540
196	513	312P	256	189
186	460	245	444	413
575	450	595	652	440
482	408	323P	214	162
194	197	307	233	530
182	264	502	674	428
187	657	660	439	246
170	427	522	415	587
216	571	503	244	537
224	101P		277	249
692	564		316	437
573	304		499	497
	648		553	
	320		515	
	463		174	
	438		526	
	188		171	
	206		560	

Первая группа скважин – «золотой фонд», это скважины, обеспечивающие 50% от суточной добычи нефти. Средний дебит данного фонда составляет 767 тонн нефти в сутки. Простой данной группы скважин вносит самые большие потери по добычи, то есть минимизировать простои данного фонда скважин — это приоритетная задача цеха добычи нефти и газа (ЦДНГ).

Вторая группа скважин – «серебряный фонд», это скважины, которые обеспечивают 40% от суточной добычи нефти. Средний дебит данного фонда составляет 613 тонны нефти в сутки. Данный фонд скважин также является

перспективным для проведения ГТМ и использования надежного оборудования, но несколько в меньшей степени.

Третья группа скважин – «малодебитный фонд», это скважины, которые обеспечивают 10% от суточной добычи нефти. Средний дебит данного фонда составляет 153 тонн нефти в сутки. Скважины данного фонда являются непосредственными кандидатами для перевода на вышележащие пласты, либо для организации системы поддержки пластового давления, если это необходимо.

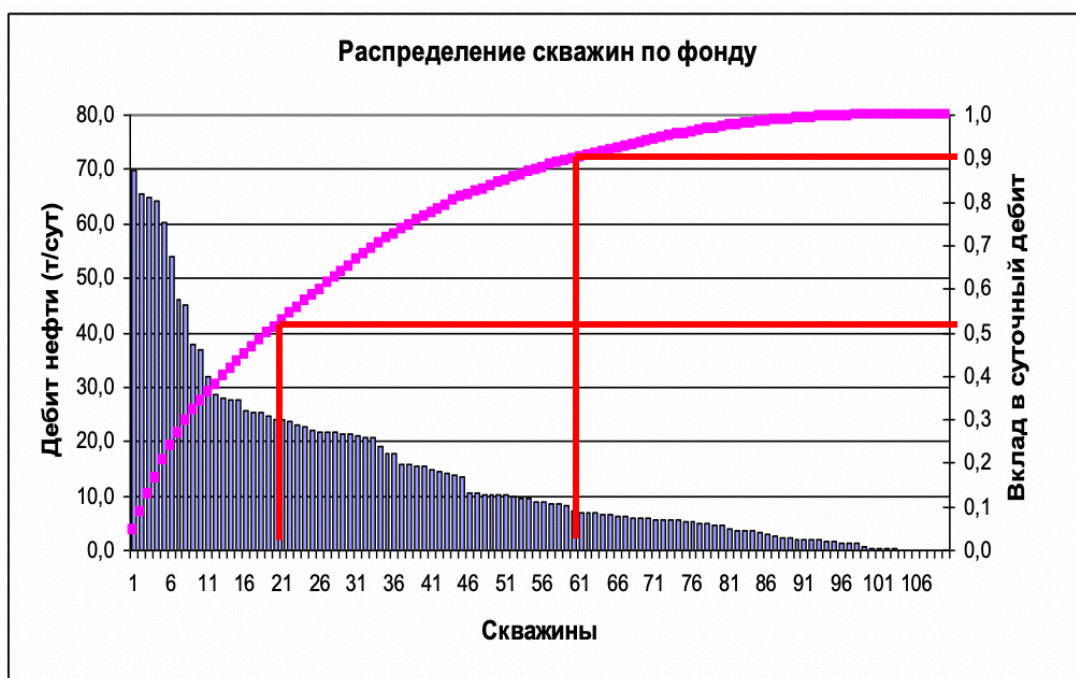


Рисунок 3.4 – Распределение суточного дебита по скважинам [17]

На рисунке 3.4 можно увидеть, что большая часть (95 скважин или 91.3%) от нефтедобывающего фонда Западно-Полуденного месторождения имеет относительно маленькие дебиты нефти менее 30 т/сут.

В приложении Г представлены текущие показатели разработки Западно-Полуденного месторождения за 2013 год.

На Западно-Полуденном месторождении разрабатывается три объекта: AB_1^{3A+3B} , AB_2^{A+B} и $Ю_1^1$.

Пласты AB_1^{3A+3B} и AB_2^{A+B} характеризуются наибольшими накопленными отборами нефти, на их долю приходится соответственно 54.6%

(7461.6 тыс. тонн) и 40% (5463.6 тыс. тонн) от всей накопленной добычи нефти по площади. Если рассматривать добычу нефти за 2013 год, то наибольшими отборами также характеризуется пласт AB_1^{3A+3B} , на его долю приходится 69.9% (392.1 тыс. тонн) от годовой добычи нефти по Западно-Полуденному месторождению, по пласту AB_2^{A+B} в течение 2013 года было добыто 137.4 тыс. тонн нефти (24.5%). По пласту $Ю_1$ с начала разработки добыто 721.2 тыс. т нефти. Наиболее высокообводненным является пласт AB_2^{A+B} , средняя обводненность скважинной продукции по которому за 2007 год составила более 92%. Накопленная добыча жидкости по пластам равна соответственно по AB_1^3 – 20101.7 тыс. т, по AB_2 – 20316.5 тыс. т, по пласту $Ю_1$ – 2143.6 тыс. т. Закачка воды осуществляется во все пласты Западно-Полуденного месторождения. С начала разработки было закачано в пласт AB_1^3 – 17713 тыс. м³ воды, компенсация отбора составила – 86.1%, по пласту AB_2 – 17123 тыс.м³, накопленная компенсация – 99.1%, по пласту $Ю_1$ – 2377 тыс.м³, компенсация – 97.9%.

В 2013 году на Западно-Полуденном месторождении произошло снижение показателя среднего дебита по нефти, который составил 15.9 т/сут. Среднесуточная добыча нефти по сравнению с 2012 годом снизилась на 131 т/сут и составила 1536 т/сут. Среднесуточная добыча жидкости возросла на 615 т/сут и составила 12641 т/сут. Снижение добычи нефти напрямую связано с ростом обводненности добываемой продукции (за 2013 год обводненность увеличилась на 1.7% и на 01.01.2014 г. составила 87.9%) и уменьшением действующего добывающего фонда (за отчетный период он уменьшился на 4 единицы).

В таблицах 3.3 и 3.4 представлено распределение действующего добывающего фонда скважин Западно-Полуденного месторождения по дебиту нефти / жидкости и обводненности. Больше половины действующего добывающего фонда скважин работают с дебитами жидкости более 50 т/сут, но из-за высокой обводненности их дебит по нефти не превышает 30 т/сут.

Таблица 3.3 – Распределение действующего добывающего фонда скважин Западно-Полуденного месторождения по дебиту нефти и обводненности на 01.01.2014 г. [17]

% воды	Дебит нефти, т/сут					Всего:
	менее 5	5 – 10	10 – 30	30 – 50	более 50	
до 2	0	0	0	0	0	0
2 - 20	0	1	0	0	1	2
20 - 50	3	1	4	2	2	12
50 - 90	12	8	20	5	1	46
выше 90	17	14	10	3	0	44
Всего:	32	24	34	10	4	104

Таблица 3.4 – Распределение действующего добывающего фонда скважин Западно-Полуденной площади по дебиту жидкости и обводненности на 01.01.2014 г. [17]

% воды	Дебит жидкости, т/сут					Всего:
	менее 5	5 – 10	10 – 30	30 – 50	более 50	
до 2	0	0	0	0	0	0
2 - 20	0	3	0	0	1	4
20 - 50	4	2	2	2	3	13
50 - 90	5	3	4	6	27	45
выше 90	0	0	3	4	35	42
Всего:	9	8	9	12	66	104

С начала разработки Западно-Полуденного месторождения пробурено 269 скважин. На 01.01.2014 года фонд скважин следующий: нефтяных -171 скважин, нагнетательных – 89 скважин, 9 скважин водозаборных. Эксплуатационный фонд добывающих скважин на 01.01.2014 года составил 114 ед., из них 104 ед. находятся в работе, остальные 10 ед. находятся в бездействующем фонде. Состояние добывающего фонда скважин Западно-Полуденного месторождения представлено на рисунке 3.5. В сентябре 2013 года добывающая скважина № 179 переведена под нагнетание.

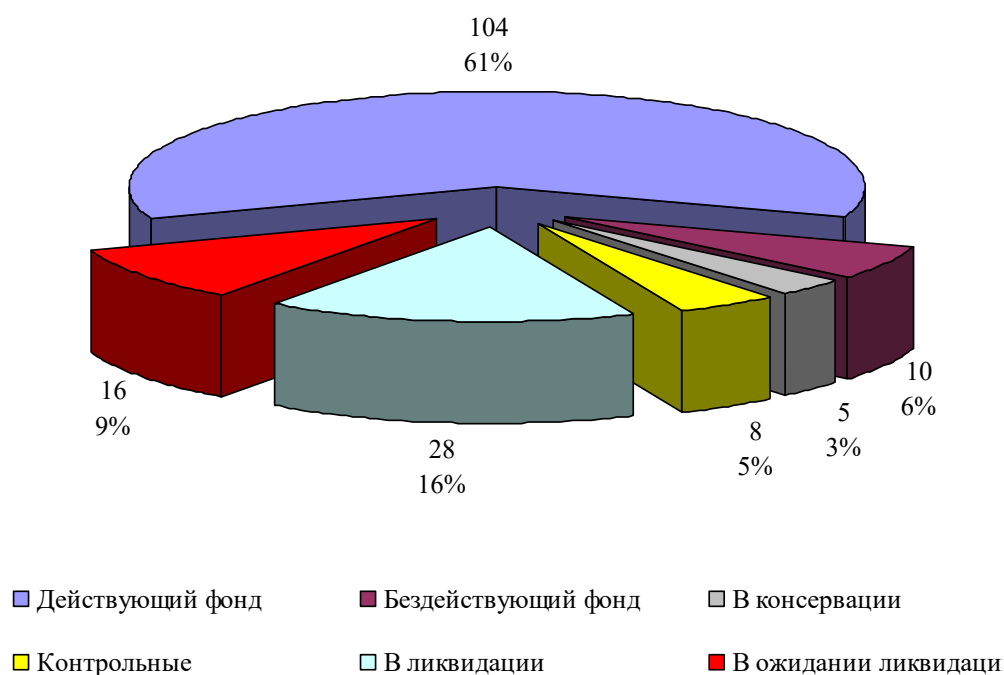


Рисунок 3.5 – Состояние добывающего фонда скважин Западно-Полуденного месторождения [17]

Энергетическое состояние по объектам Западно-Полуденного месторождения улучшилось по сравнению с 2012 годом и выглядит следующим образом: AB_1^3 – 15.8 МПа (в 2013 г.) против 13.7 МПа (в 2012 г.) (при первоначальном 17.2 МПа), AB_2 – 14.1 МПа (в 2013 г.) против 13.6 МПа (в 2012 г.) (первоначальное – 17.2 МПа) и по $Ю_1$ – 23.7 МПа (в 2013 г.) против 21.2 МПа – в 2012 г. (первоначальное – 25.6 МПа).

3.2 Состояние выполнения проектных решений по разработке месторождения

С начала разработки фактические уровни отбора нефти Западно-Полуденного месторождения, определенные “Технологической схемой разработки” (Протокол № 1637 от 15.02.1994 года), отставали от проектных значений, проектный фонд был реализован всего на 76%. Основной причиной отставания пробуренного фонда скважин от проектного стало неподтверждение первоначальной геологической модели при эксплуатационном разбуривании. В результате бурение велось по одной

эксплуатационной сетке (проектом предусматривались две), с формированием избирательной системы заводнения вместо трехрядной.

В настоящее время разработка месторождения ведётся согласно «Проекта разработки Полуденного месторождения» (протокол ТКР ХМАО № 719 от 21.12.2005г.).

Пробуренный фонд Западно-Полуденного месторождения по состоянию на 01.01.2008 года составил 269 скважин. Согласно действующему проектному документу («Проект разработки Полуденного месторождения», протокол № 719 от 21.12.2005 г.), к бурению осталось 82 скважины (пробурено 269).

В целом по Западно-Полуденному месторождению за 2013 год отмечается невыполнение плана по добыче нефти. Проектный годовой уровень добычи нефти оценивался в объеме 591 тыс. т (рисунок 3.6).

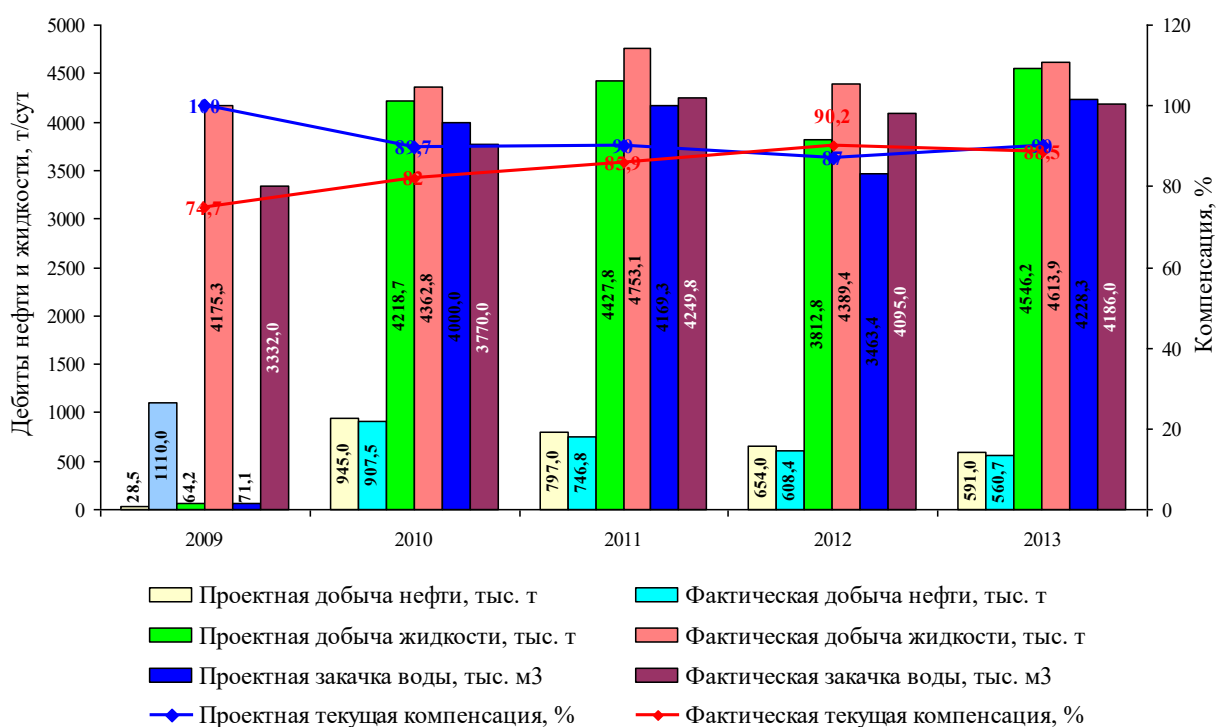


Рисунок 3.6 – Сопоставление проектных и фактических объемов добычи нефти и жидкости и закачки по Западно-Полуденному месторождению за период 2009-2013 гг. [14]

Отставание добычи нефти от проектного значения составляет соответственно 30.3 тыс. т (5.91%). По факту было добыто 560.7 тыс. т нефти. Одной из причин недостижения проектного уровня добычи нефти является отставание фактического эксплуатационного и действующего фонда добывающих скважин от проектных значений. На конец 2013 года фонд добывающих скважин составил 114 ед., из них 104 ед. находятся в действующем фонде, остальные скважины находятся в бездействии. Таким образом, действующий фонд добывающих скважин на конец года был меньше проектного на 12 единиц (рисунок 3.7).

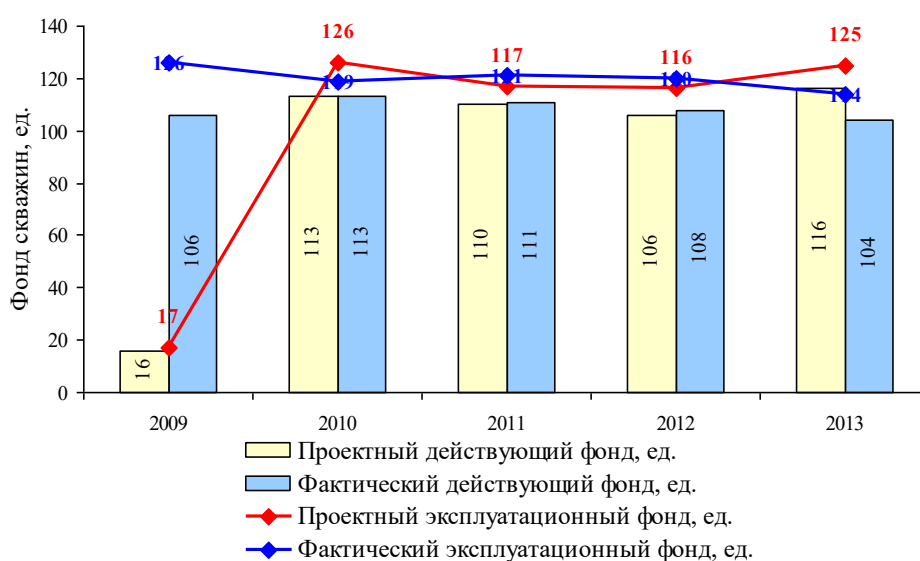


Рисунок 3.7 – Сопоставление проектного и фактического фонда добывающих скважин Западно-Полуденного месторождения за период 2009-2013 гг. [14]

За 2013 год в целом по Западно-Полуденному месторождению объемы закачки близки к плановым значениям. За текущий год они составили 4186 тыс. м³, накопленный объем с начала разработки – 37212.8 тыс. м³ при проектных 4228.3 тыс. м³ и 37255.1 тыс. м³ соответственно.

4 Анализ существующей системы ППД

4.1 Анализ системы заводнения

По Западно-Полуденному месторождению проектным документом предусмотрена трехрядная система разработки с расстоянием между скважинами в рядах и рядами скважин 500 м.

В силу неоднородности коллекторов и сложности геологического строения рядное заводнение не было реализовано. Данные обстоятельства выявлялись только по мере бурения практически каждой последующей скважины. С одной стороны, это привело к уточнению формы залежей, с другой - значительно сократило объемы бурения. Принятие конкретного решения по организации системы ППД принималось только по мере ввода в эксплуатацию отдельных участков залежей. Таким образом, реализация системы воздействия по всем объектам происходила со значительным отставанием и трансформацией. Под закачку переведены как проектные нагнетательные скважины, так и добывающие, достигшие наибольшей обводненности продукции, в результате чего по всем пластам было сформировано приконтурное избирательное заводнение.

В целом по Западно-Полуденному месторождению за 2013г.:

- объем закачки составил 4186 тыс. м³, накопленный объем с начала разработки – 37213 тыс. м³., при проектных 4273 тыс. м³ и 37313 тыс. м³ соответственно;
- текущая компенсация отборов закачкой составила 88.1%, с начала разработки –81.0%, при проектных 79.7% и 78.8% соответственно;
- средняя приемистость составила 152.2 м³/сут. при проектной 158.2 м³/сут.;
- первоначальное пластовое давление по объектам АВ₁³ и АВ₂ составляет 17.2 МПа, по объекту Ю₁ – 25.6 МПа;
- интенсификация добычи нефти (ИДН) – 7 скважино-операций;
- гидроразрыв пласта (ГРП) -2 скважино-операции;

- обработка призабойной зоны пласта (ОПЗ) нагнетательных скважин – 3 скважино-операций,
- приобщение пластов – 1 скважино-операция;
- мероприятия по повышению нефтеотдачи пластов (МУН) – 4 скважино-операции;
- текущий ремонт скважин – 122 скважино-операции;
- форсированные отборы – 10 скважино-операций;
- ликвидация аварий – 3 скважино-операции.

Расстановка нагнетательных и добывающих скважин позволяют достаточно полно и равномерно компенсировать добычу закачкой даже при довольно высоком темпе отбора, что позволяет считать действующую систему воздействия эффективной.

4.2 Анализ эксплуатации нагнетательных скважин

Организация системы ППД на Западно-Полуденном месторождении началась с октября 1994 г. вводом трех нагнетательных скважин (№№ 210, 209, 201) по объекту АВ₂. В последующие годы число нагнетательных скважин постоянно увеличивалось (2004 г. – 49 ед., 2007 г. – 72 ед., 2009 г. – 84 ед., 2010 г. – 86 ед.), и формировалась система ППД.

С марта 1996 года на скважине № 239 было организовано воздействие на объект АВ₁³, с декабря 2003 года на скважине № 462 Западно-Полуденного месторождения началась закачка в пласт Ю₁⁽¹⁺²⁾.

В фонде нагнетательных скважин на 01.01.2014 года числится 87 скважин (рисунок 4.1), из них действующих – 74 ед., 13 скважин находятся в бездействии, 3 ед. – в ликвидации.

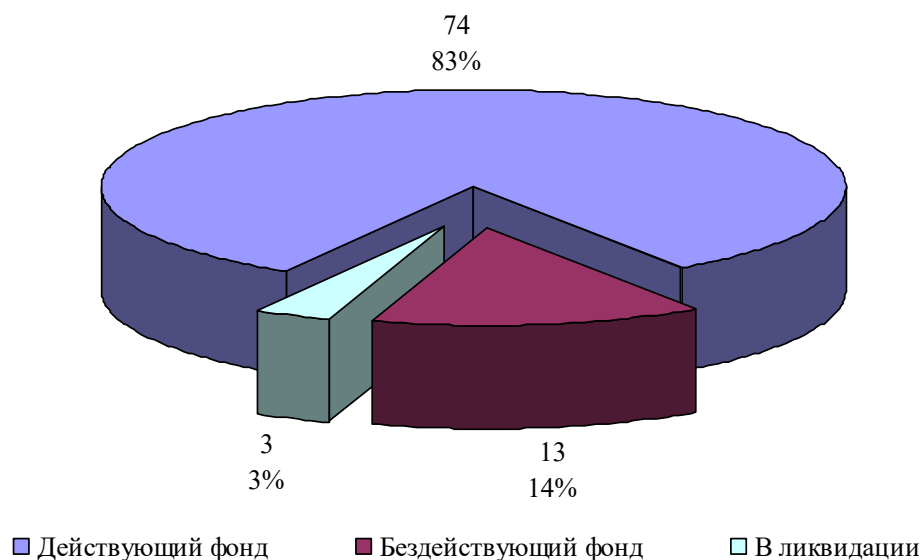


Рисунок 4.1 – Структура нагнетательного фонда скважин Западно-Полуденного месторождения. [17]

Текущее пластовое давление по Западно-Полуденному месторождению в контуре нефтеносности по пластам $AB_1^{(3A+3B)}$ и $AB_2^{(A+B)}$ составляет 164.03 атм и 159.3 атм при первоначальном 172 атм., в зоне отборов - 156.1 атм и 139 атм, соответственно. По пласту ЮВ₁ на 01.01.2014 г. давление в контуре нефтеносности составляет – 249.4 атм (первоначальное – 256 атм), давление в зоне отборов - 237 атм.

На 01.01.2014 года из 12 водозаборных скважин, одна в работе, 5 скважин - в бездействии прошлых лет, 6 ед. – в консервации.

Для контроля над текущим пластовым давлением в пьезометрический фонд переведены 23 добывающие скважины.

Таким образом, система, при которой разрабатывается Полуденное месторождение можно отнести к избирательной. В настоящее время основной объем закачки приходится на объект AB_1^3 .

Оценка состояния нагнетательных скважин была выполнена с использованием графика Холла. Использование графика Холла является полезной методикой оценки работы нагнетательных скважин. Метод позволяет производить мониторинг состояния призабойной зоны скважины, а вместе с информацией по выполненным ГТМ может служить для оценки эффективности мероприятий.

С точки зрения диагностического графика Холла ежемесячно проанализирована работа нагнетательных скважин Западно-Полуденной площади, по которым имелись ежемесячные данные в соответствии с техрежимами. Скважины, которые пребывали в эксплуатации малую часть времени за рассматриваемый промежуток, не рассматривались из-за недостатка данных. В результате проведенного анализа было выделено 5 групп скважин.

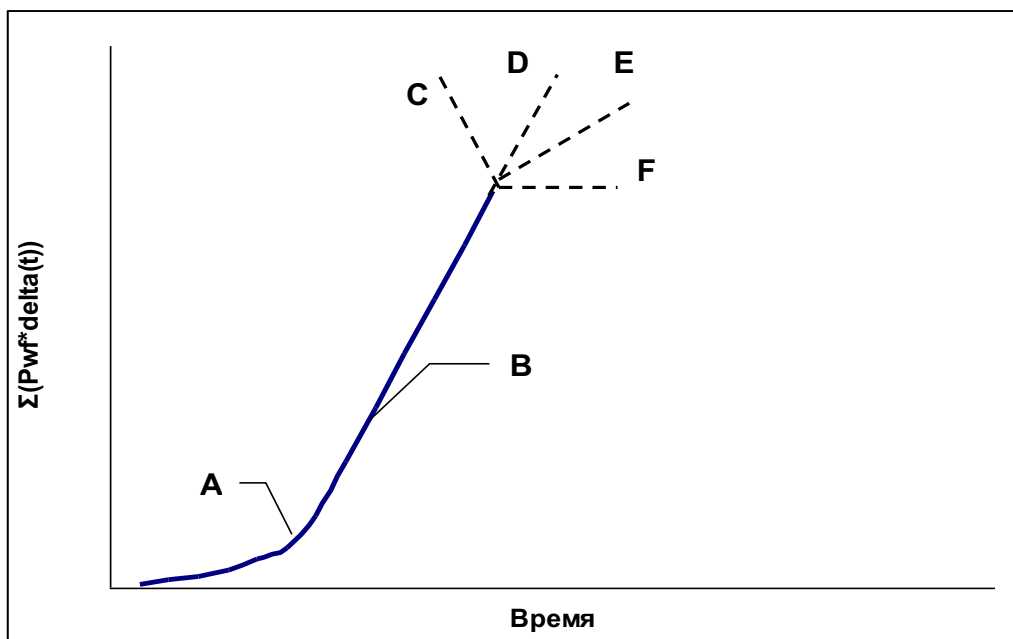


Рисунок 4.2 – Пример оценки работы нагнетательных скважин по методу Холла [26]

Первая группа

Для нагнетательных скважин первой группы график Холла представляет собой прямую линию. Данные скважины работают с не ухудшающимися свойствами призабойной зоны на протяжении рассмотренного периода нагнетания. В таблице 4.1 приведены номера скважин, отнесенных к этой группе.

Вторая группа

Для нагнетательных скважин второй группы график Холла представляет кривую с постепенно увеличивающимся наклоном, это может быть вызвано плавным ухудшением фильтрационных свойств призабойной зоны. В таблице 4.1 приведены номера скважин, отнесенных к этой группе.

Данные скважины следует рассматривать как первоочередные кандидаты для проведения кислотной обработки с целью увеличения приемистости.

Третья группа

Для нагнетательных скважин третьей группы на графике Холла наблюдаются резкие изменения наклона в определенные моменты времени. Для интерпретации этих графиков необходимо рассмотреть историю ГТМ по данным скважинам за рассматриваемый период. В таблице 4.1 приведены номера скважин, отнесенных к этой группе. При наличии данных по истории ГТМ эти графики позволяют оценивать эффективность и время эффективного действия мероприятий.

Четвертая группа

Для нагнетательных скважин четвертой группы график Холла представляет собой кривую с плавно уменьшающимся наклоном. В таблице 4.1 приведены номера скважин, отнесенных к этой группе. Одной из причин этого может быть открытие естественных трещин в данных скважинах. Уточнить наличие трещин на этих скважинах возможно с помощью проведения ГДИС, записи кривой падения давления. Также необходимо рассмотреть информацию по проводившимся по этим скважинам ГТМ.

Пятая группа

Для нагнетательных скважин пятой группы график Холла представляет собой кривую с резким увеличением наклона в сторону ухудшения фильтрационных свойств призабойной зоны, а затем с восстановлением угла наклона кривой в первоначальном размере. В таблице 4.1 приведены номера скважин, отнесенных к этой группе. Одной из причин этого может быть проведение ОПЗ в скважинах с тенденцией к уменьшению принимающей способности скважины. Необходимо рассмотреть информацию по проводившимся по этим скважинам ГТМ.

Таблица 4.1 – Распределение фонда нагнетательных скважин по группам, определенным по методу Холла [19]

Группы				
1 (скважины, стабильно работающие без ухудшения свойств призабойной зоны)	2 (скважины, работающие постепенным ухудшением свойств призабойной зоны)	3 (скважины, работавшие резким изменением наклона диагностической кривой)	4 (скважины, работавшие плавным уменьшением наклона графика сторону улучшения)	5 (скважины резким увеличением наклона последующим восстановлением первоначального угла наклона)
193	178	181	168	172
207	179	210	169	192
252	184	254	265	199
260	191	406	273	212
298	201	423	299	215
315	204	426	319	239
452	209	429	418	308
462	236	434	430	491
468	247	435	441	566
498	294	436	453	651
501	411	458	470	
514	416	479	517	
535	422	549	547	
538	431	735	572	
550	442		577	
552	446		585	
559	469			
576	483			
185	489			
	500			
	511			
	529			
	536			
	562			
	653			
	659			
Итого				
19	26	14	16	10

Основное число действующих нагнетательных скважин работает с постепенным ухудшением свойств призабойной зоны на протяжении

рассмотренного периода нагнетания. По данным скважинам необходимо проведение кислотных обработок с целью увеличения приемистости. Без изменения состояния призабойной зоны пласта на протяжении всего периода разработки работают 22% исследованных скважин. Резким изменением наклона кривой характеризуются 14 скважин, большинство которых сосредоточено в северной части месторождения. В центральной части Западно-Полуденной площади располагаются большинство скважин характеризующиеся стабильной работой, а также скважины с тенденцией к увеличению приемистости.

4.3 Анализ выбора метода КО

Успешность внедрения на каждом конкретном месторождении ГТМ зависит от правильности его выбора, который должен осуществляться на основе критериев применимости. Критерии применимости методов разрабатываются на основе анализа результатов лабораторных и теоретических исследований и предыдущего опыта работы.

На Западно-Полуденном месторождении в настоящее время применяются следующие методы ГТМ, осуществляемые ООО “Бурение-2”: физические методы (ПГД БК, ДП), химические: обработки призабойной зоны кислотами (соляной, глинокислотной, бензолсульфокислотой, различными ПАВ, и другими комбинациями кислот) физико-химические методы: закачка композиционно-тампонажных систем, полимерно-углеводородных систем в нагнетательные скважины. в целях изменения фильтрационных сопротивлений водонасыщенных зон, повышения охвата пластов заводнением и доотмыва остаточной нефти.

4.3.1 Солянокислотная обработка

Солянокислотная обработка скважин основывается на химическом взаимодействии (разложении) с минералами карбонатной породы, такими как доломиты, известняки, магнезиты и другие, или с карбонатными включениями в различных других породах.

Недостатками СКО является ограниченность использования в условиях высокой послойной неоднородности продуктивных пластов по проницаемости. Многократные СКО приводят к снижению коэффициента охвата пласта обработкой и повышают дифференциацию обрабатываемого пласта по проницаемости. Не позволяют проводить глубокие обработки пласта. Общие солянокислотные обработки рекомендуется применять в условиях монолитных пластов с однородными по проницаемости коллекторами. В условиях высокообводненных скважин (более 50%), когда применение соляно-кислотных обработок по традиционным технологиям нецелесообразно, успешно используется метод глинокислотных обработок скважин.

4.3.2 Глинокислотная обработка

Глинокислотная обработка подразумевает приготовление глинокислоты путем добавления плавиковой кислоты в раствор соляной кислоты. Особенностью глинокислотной обработки является быстрая реакция плавиковой кислоты с алюмосиликатным материалом цемента породы, обусловленная в значительной степени огромной площадью поверхности контактирующих материалов. Глинокислота используется для обработки призабойных зон скважин с терригенными коллекторами (песчаниками с карбонатным или глинистым цементом), а также для удаления с фильтрующей поверхности глинистой корки, отложившейся во время бурения. Для получения глинокислоты, содержащей 4 % HF и 8 % HCl, следует взять раствор соляной кислоты 13 % и на каждый кубический метр такой кислоты необходимо истратить 71 кг товарного бифторид-фторид аммония с обычным содержанием фтора 56 % и кислотностью 23 %.

4.3.3 Комплексная кислотная обработка

Наилучшего результата при проведении опытных работ по кислотным обработкам добивались при разукрупнении объемов кислотного и продавочного растворов и последовательном чередовании их, при этом в

первой порции кислоты в соответствии с идеологией глинокислотной обработки не планировалось добавок плавиковой кислоты. Данный прием был назван комплексная (циклическая) ОПЗ.

Данная технология предназначена для обработки нагнетательных скважин на месторождениях, где эксплуатируются пласты с низкой проницаемостью и высоким содержанием алюмосиликатного и глинистого материалов. Она отражает технологический прием последовательного воздействия кислотными составами и означает некоторую оптимальную последовательность обработки скважины выбранными кислотными составами и нефтяными растворителями.

4.4 Технология применения комплексной кислотной обработки

Комплексная обработка основана на принципе циклического воздействия различными композициями химических реагентов, для удаления целой группы различных загрязняющих веществ из ПЗП скважины. Обычно комплексная обработка проводится в 3 цикла.

Состав кислотной композиции зависит от минералогии обрабатываемого пласта и подбирается индивидуально для каждого из месторождений.

Для разработки технологии проведения КО нагнетательных скважин с целью восстановления и увеличения приемистости была исследована растворяющая способность различных растворителей по отношению к АСПО, изучены поверхностно-активные свойства как моющих, так и деэмульгирующих компонентов, а также активность соляной кислоты с различными добавками по отношению к образцам керна.

Наиболее доступным и дешевым является нефтяной растворитель марки Нефрас А 150/330, представляющий собой концентрат ароматических углеводородов с числом атомов углерода C_{9-10} . Но более эффективен Нефрас А 120/200.

Комплексная обработка в целом имеет алгоритм, представленный на рисунке 4.3.

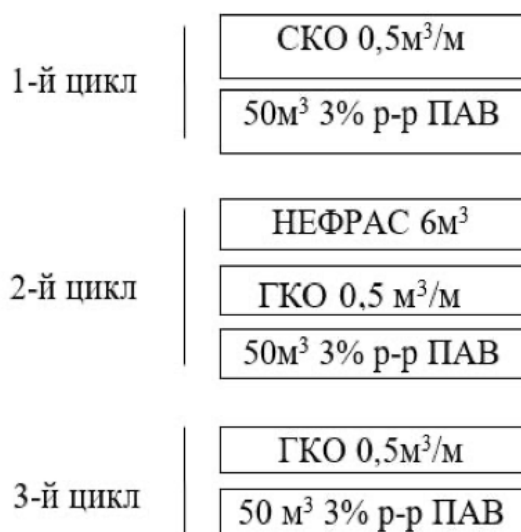


Рисунок 4.3 – Алгоритм комплексной кислотной обработки [25]

Комплексная кислотная обработка включает в себя три цикла.

Первый цикл

В качестве первого цикла комплексной обработки применяется простая солянокислотная обработка с общим объемом кислотного раствора, рассчитанным из расхода 0,5 м³ на 1 метр перфорированной мощности.

Целью первого цикла является удаление карбонатных материалов из призабойной зоны пласта для последующей безаварийной обработки ПЗП глинокислотной композицией, так как глинокислотный состав при взаимодействии с карбонатами образует нерастворимый осадок фтористого кальция. При обработке нагнетательной скважины продукты реакции можно не удалять из скважины, а продавливать в удаленные зоны пласта. С целью снижения реакционной способности кислоты по отношению к породе и увеличения, таким образом, глубины ее проникновения, концентрация кислоты выдерживается в пределах 12 %. Этот прием позволяет также облегчить продвижение продуктов реакции в удаленные зоны пласта, за

пределы ПЗП. Кроме того, кислота менее активна по отношению к металлу насосно-компрессорных труб.

К раствору кислоты добавляют реагенты: ингибиторы, интенсификаторы, стабилизаторы.

При проведении первого цикла СКО время выдержки кислоты на реакции практически не предусматривается.

Для продавки кислоты используют 1–3 % (в зависимости от типа ПАВ) раствор ПАВ, облегчающий удаление продуктов реакции. Поскольку удаление продуктов реакции производится в удаленные зоны пласта, объем продавочной жидкости должен быть значительным.

Второй цикл

В качестве второго цикла выступает глинокислотная обработка. Цель второго цикла - воздействие на алюмосиликатный скелет (матрицу) породы с целью увеличения проницаемости. При этом в базовом растворе должны присутствовать все описанные выше добавки – интенсификаторы, стабилизаторы, ингибиторы.

Описанные особенности глинокислотной обработки требуют особых приемов проведения работы:

- предварительное удаление карбонатного материала породы небольшим объемом соляной кислоты в первом цикле;
- закачка глинокислоты производится с максимально возможной скоростью с целью увеличить глубину проникновения раствора;
- практически отсутствует время ожидания реакции, немедленно после закачки производится продавка кислотного состава;
- продавку продуктов реакции лучше осуществлять 1–2 % раствором ПАВ в объеме, обеспечивающем удаление продуктов реакции из ПЗП в удаленные зоны пласта.

Приготовление глинокислоты возможно с использованием бифторид-фторид аммония. При этом концентрация соляной кислоты применяется более высокой – 15 %, т.к. часть ее расходуется на разложение фторида аммония.

Поскольку бифторид-фторид аммония представляет собой сыпучий кристаллический материал, работать с ним удобнее и безопасней.

Третий цикл:

Отличительной особенностью третьего цикла является включение в него на первом этапе закачки нефтяного растворителя с последующей обработкой кислотой. Кислотный состав, применяемый в третьем цикле аналогичен кислотному составу второго цикла. Практически это глинокислотная обработка.

В ходе второго цикла обработки воздействию кислотного состава подвергаются доступные для водного раствора кислоты водонасыщенные поры и каналы. Проникновение кислоты в нефтенасыщенные каналы затруднено. В нефтенасыщенном канале пленка нефти или отложений АСПО предотвращает контакт кислоты с поверхностью пор.

Цель закачки нефтяного растворителя – очистка поверхности пор от оставшихся загрязняющих веществ и АСПО, облегчение доступа кислотной композиции к ранее недоступным поверхностям. Одновременно растворитель, поступивший в нефтенасыщенные каналы, испытывает сопротивление продвижению по ним. Следующая непосредственно за растворителем кислота не поступает в те каналы, по которым продвигались предыдущие порции кислоты во время первого и второго циклов. Таким образом, растворитель выполняет функции отклонителя, перенаправляя кислотный состав в новые каналы.

4.5 Оборудование и материалы, применяемые при ГКО

При осуществлении технологического процесса по закачке соляной кислоты применяется следующее оборудование:

- агрегат Азинмаш-30А;
- СИН-32.03 (для закачки глинокислоты в скважину);
- агрегат ЦА-320М (для определения приемистости скважины перед проведением и после закачки, для продавки жидкости в пласт);

- бойлер АЦ-10 (для подвоза воды в отсутствие водовода, для промывки скважины);
- комплект оборудования для обвязки буфера арматуры скважины и водовода системы поддержания пластового давления;
- применяемый материал (глинокислота 4 % HF и 8 % HCl).

Агрегат АЗИНМАШ-30

Смонтирован на шасси автомашины КрАЗ-219 с двигателем ЯАЗ-М206В. Агрегат имеет гуммированную резиной цистерну емкостью 8 м³, состоящую из двух отсеков – один емкостью 2,7 м³, другой емкостью 5,3 м³. Кроме того, для транспортировки дополнительного объема кислоты агрегат снабжен емкостью на прицепе объемом 6 м³, состоящую из двух отсеков по 3 м³ каждый. Азинмаш-30 оснащен трехплунжерным горизонтальным насосом 2НК-500 одинарного действия.

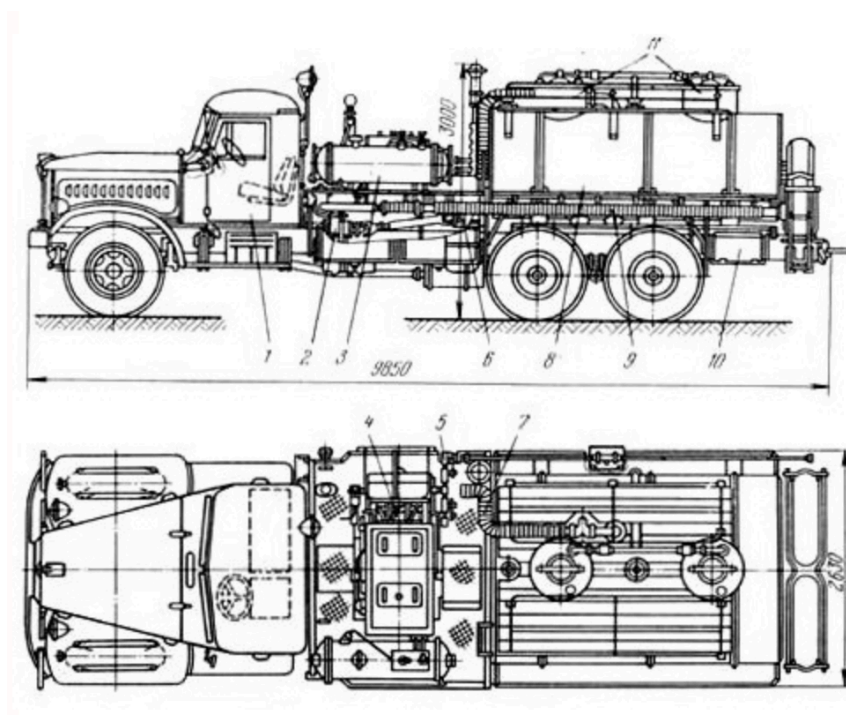


Рисунок 4.4 – Агрегат АЗИНМАШ-30 [27]

Установка СИН-32.03

Предназначен для транспортировки и нагнетания в скважину кислотных растворов. В состав установки входят: трехплунжерный насос, навесной

редуктор, коробка отбора мощности, емкость для кислотных растворов, трубопроводы, шарнирные коленья (монтажная база – Урал 55571-30).

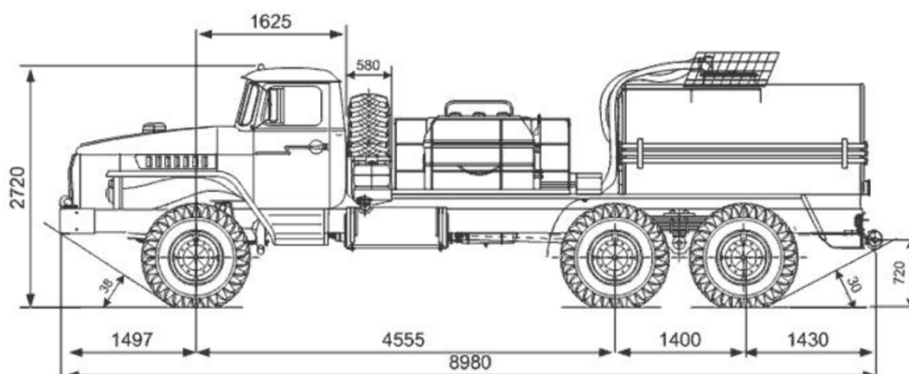


Рисунок 4.5 – Установка СИН-32.03 [28]

Характерные особенности СИН-32.03:

- повышена стойкость емкости к воздействию кислот и нефтепродуктов за счет применения стеклоуглепластикового покрытия;
- для улучшения контроля при работе оборудования показания с электронных датчиков уровня и давления выведены в кабину водителя;
- компактно расположены узлы навесного оборудования за счет крепления редуктора на корпус насоса, что позволило оптимально расположить центр тяжести цистерны в центре тележки;
- значительно снижены вес и шумность установки с применением планетарного редуктора;

Таблица 4.2 – Технические характеристики СИН-32.03 [28]

Параметр	Значение
Номинальная мощность, кВт (л.с.)	176 (240)
Диаметр плунжера, мм	100; 125
Подача максимальная, л/с (м ³ /час)	50 (18)
Емкость цистерны, м ³	5
Масса, кг	12000
Габаритные размеры, мм	8000x2500x3200

Агрегат ЦА-320М

Агрегат монтируется на шасси грузового автомобиля ЯАЗ-219 или КрАЗ- 219, имеющего в качестве тягового двигателя двухтактный дизель ЯАЗ-М206А. На шасси автомобиля на двух дополнительных рамах смонтированы поршневой насос 9Т, плунжерный вертикальный насос 1В, двигатель ГАЗ-51 с коробкой передач для привода насоса 1В, мерный бак и обвязка насосов. Поршневой насос 9Т приводится от тягового двигателя автомобиля. Подача насоса 9Т регулируется изменением скорости вращения коленчатого вала при помощи коробки скоростей автомобиля. Мерный бак общей емкостью 6,4 м³, разделенный вертикальной перегородкой пополам, установлен на задней части рамы автомобиля. В каждом отсеке бака установлены замерные рейки с делениями, соответствующими 0,1 м³. Всасывающая линия поршневого насоса позволяет забирать жидкость из любого отсека мерного бака или емкости, установленной на земле. Максимальная производительность насоса 9Т 22,8 л/с при давлении 40 кг/см². Максимальное давление 400. Агрегаты ЦА-300 установлены на шасси автомобиля ЯАЗ-210 или МАЗ-200 и снабжены насосом 9Т, что и агрегат ЦА-320М.

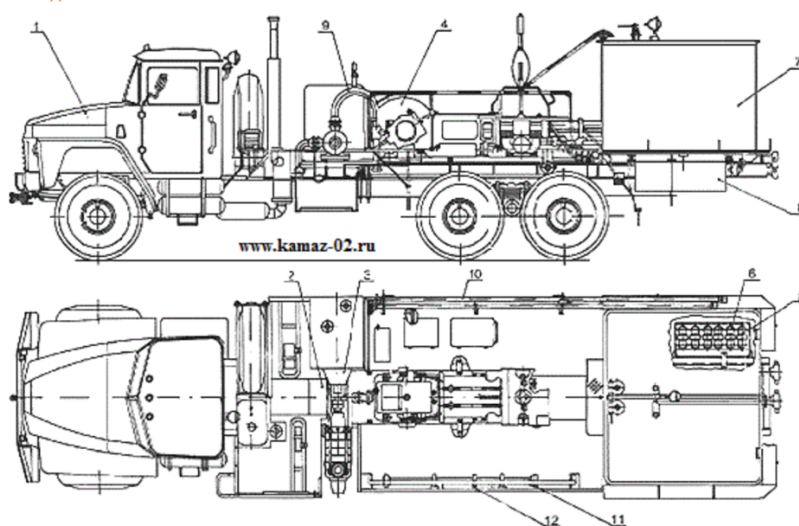


Рисунок 4.6 – Агрегат ЦА-320М [29]

Автоцистерна АЦ-10

Автоцистерна АЦ-10 имеет несущую цистерну и снабжена оборудованием для налива и слива нефтепродуктов. По уровню, группе, виду, температурному классу взрывозащиты АЦ-10 относится к изделиям общего назначения. Цистерна выполнена и оборудована баками для теплового расширения нефтепродуктов, лестницей и поручнями, обслуживается одним оператором-водителем. Отсек имеет горловину, трубу верхнего налива, индикатор уровня. Ограничение наполнения отсеков цистерны ручное, со звуковой сигнализацией при верхнем свободном наливе и автоматическое со звуковой сигнализацией при нижнем наливе сторонним насосом. АЦ-10 может комплектоваться тягачом, оборудованным насосной установкой производительностью 750 л/мин. Конструктивное исполнение автоцистерны позволяет эксплуатировать его в условиях умеренного климата. В состав автоцистерны входит тягач КрАЗ-260 и полуприцеп-цистерна, на которой установлено специальное оборудование: гидросистема, пневмосистема, шкафы управлений, ящики для укладки индивидуального ЗИП, электрооборудование. Конструкция автоцистерны позволяет производить указанные выше операции как с левого, так и с правого борта. Благодаря конструкции автонефтевоза, примененным материалам и комплектующим изделиям, достигается высокая надежность и долговечность при его эксплуатации. Повышенное избыточное и вакуумметрическое давление в цистерне, что значительно снижает потери нефтепродуктов при малых давлениях. Выполняемые операции по каждому отсеку:

- откачивание насосом автоцистерны топлива из прицеп-цистерны;
- откачивание топлива из выдающих рукавов.

По заказу потребителя для заправки наземной техники фильтрованным топливом в гидросистеме автоцистерны может устанавливаться фильтр и счетчик жидкости.

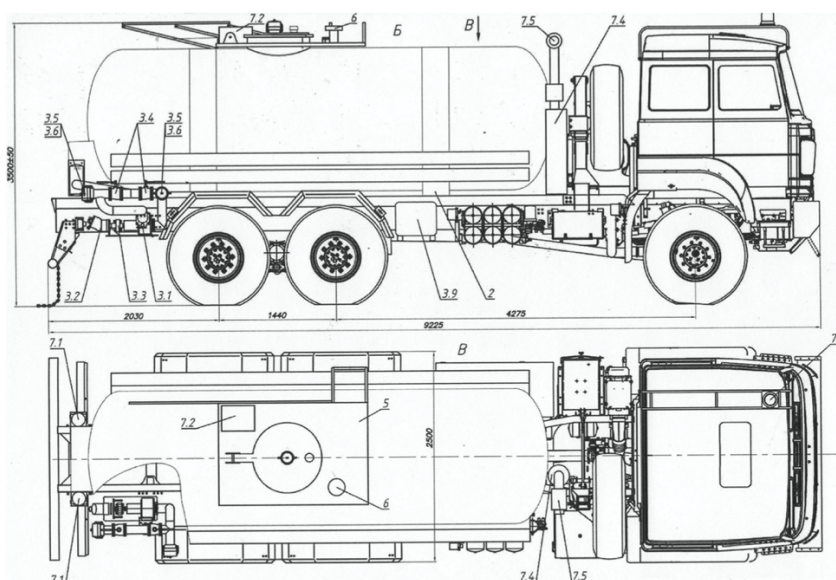


Рисунок 4.7 – Автоцистерна АЦ-10 [30]

Перечисленное оборудование имеет широкое распространение на нефтяных и газовых месторождениях. По усмотрению предприятий могут применяться различные модели разных годов выпуска, имеющие дополнительные опции.

4.6 Анализ эффективности метода кислотной обработки

Проектом разработки в 2013 году планировалось проведение 5 скважино-операций КО нагнетательных скважин, суммарная дополнительная добыча нефти за отчетный год от проведения данных мероприятий должна была составить 4,6 тыс. т.

По факту в отчетном 2013 году на Западно-Полуденном месторождении были проведены 3 скважино-операций по комплексной КО на скважинах № 178, № 422 и №469 (относятся к группе скважин, требующих в первую очередь применение кислотных обработок для увеличения приемистости).

На скважине № 178 произошло увеличение приемистости до 67,3 м³/сут (до проведения КО – 27,7 м³/сут). На скважине. № 422 произошло увеличение приемистости с 26,6 м³/сут. до 71,5 м³/сут. Проведение комплексной КО на скважине № 469 позволило увеличить приемистость в 3 раза (с 29 м³/сут до 87

м³/сут). Фактическая суммарная дополнительная добыча нефти составила 2,776 тыс. т. нефти. Данные проведенных операций представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Результаты проведения комплексных КО за 2013 год [17]

Скважина	Проект добыча нефти	Факт добыча нефти	+/-	Приемистость до КО	Приемистость после КО	+/-
	тыс. т.			м ³ /сут		
№ 178	4,6	2,776	1,824	27,7	67,3	39,6
№ 422				26,6	71,5	44,9
№ 469				29	87	58

Можно сделать вывод, что за счет проведенных в 2013 году операций по приемистости обслуженных скважин выросла в среднем в 2,9. раза, что показывает эффективность метода кислотной обработки (рисунок 4.9).

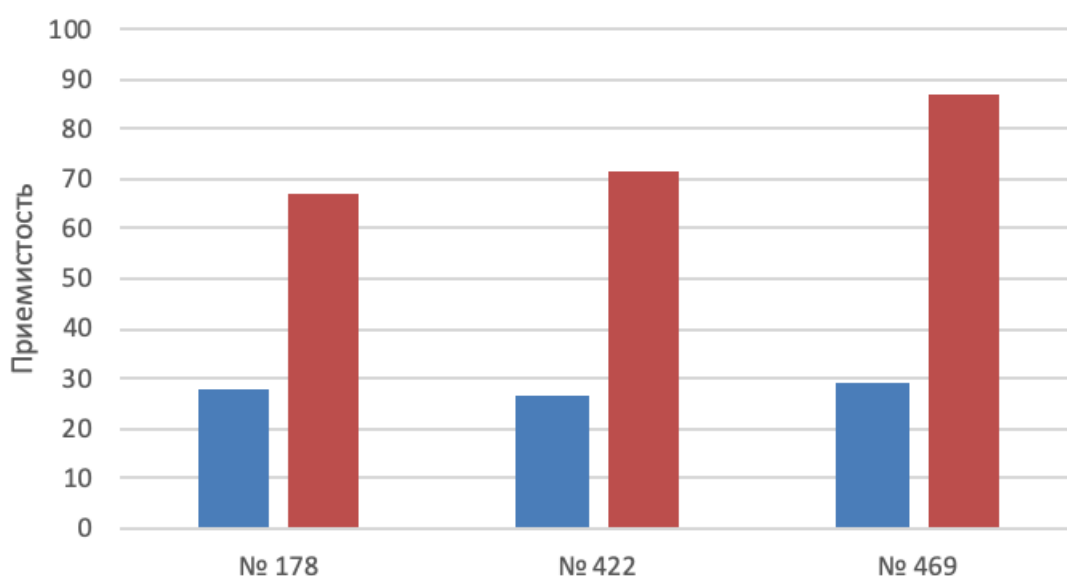


Рисунок 4.8 – Изменение приемистости скважин после проведения КО [17]

Отличия проектной дополнительной добычи нефти от фактической можно обосновать тем, что не реализована проектная программа по проведению ГТМ по КО на нагнетательных скважинах (операции были выполнены на 3 скважинах из 5) – потери добычи нефти составили 1,824 тыс. т. нефти.

Подводя итог вышесказанному, можно сделать вывод, что программа по проведению комплексных кислотных обработок на нагнетательных скважинах второй группы, определенных по методу Холла, должна быть разработана и реализована в будущем, так как данный метод показал себя эффективным – будет увеличена приемистость данных скважин, а также повысится дополнительная добыча нефти.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Г	Стручков Дмитрий Васильевич

Школа	ИШПР	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Исходные данные для расчета величины экономического эффекта
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы затрат на проведение кислотной обработки скважин в соответствии с нормативным документам АО «Томскнефть» ВНК
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налог на прибыль 24% Ставка дисконта 15% Коэффициент инфляции 14%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Технико-экономическое обоснование проведения мероприятия
2. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности использования технологии комплексной кислотной обработки призабойной зоны пласта нагнетательных скважин. Проведение анализа чувствительности проекта к риску

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Якимова Татьяна Борисовна	канд. экон. наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Г	Стручков Дмитрий Васильевич		

5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Целью данного раздела являются анализ расчётов эффективности и целесообразности применения комплексной кислотной обработки нагнетательных скважин. В связи с этим, проводится экономический расчёт затрат на проведение технологических операций и результатов применения этих технологий.

5.1 Обоснование экономической эффективности проведения комплексной КО нагнетательным скважинам

Произведем экономический расчет полученного прироста добычи нефти. Расчетный период примем 12 месяцев 2013 года, т.к. проведение комплексных КО было осуществлено в 2013 году.

Таблица 5.1 – Исходные данные для расчета влияния мероприятия на основные технико-экономические показатели на начало 2013 г. [17]

№	Показатели	Един. изм.	Абс. знач.
1.	Объем операций	скв.	3
2.	Дополнительная добыча нефти	тыс. тонн.	2,776
3.	Цена нефти (за 1 т.)	руб.	6000
4.	Стоимость одной операции	тыс.руб.	78
5.	Доля условно-переменных затрат	%	45
6.	Себестоимость добычи 1 т. нефти	руб.	4536
7.	Налог на прибыль	%	24
8.	Ставка дисконта	%	15
9.	Коэффициент инфляции	-	0,14

5.2 Анализ влияния мероприятия на технико-экономические показатели закачки в ПЗП кислот

Проведение инновационного мероприятия приведёт к увеличению добычи нефти, которое можно определить по формуле:

$$\Delta Q_{(q)} = \Delta q \cdot T \cdot K_3 \cdot N, \quad (5.1)$$

где Δq – прирост среднесуточного дебита, т/сут.;

T – время работы скважины в течение месяца, сут. Принимаем равным 30 дней;

N – количество скважин на которых проводится инновационное мероприятие, ед.

K_3 – коэффициент эксплуатации скважин, ед.

Снижение себестоимости добычи нефти происходит за счёт изменения условно-постоянных затрат на единицу продукции и определяется по формуле:

$$\Delta C = Z_{\text{пост}} \cdot \left(\frac{1}{Q} - \frac{1}{Q + \Delta Q} \right), \quad (5.2)$$

где ΔC – снижение себестоимости добычи нефти;

$Z_{\text{пос}}$ – условно постоянные затраты на добычу нефти, руб.;

$$Z_{\text{пост}} = Q \cdot C \cdot \frac{100 - D_{\text{у/пер}}}{100}, \quad (5.3)$$

где C – себестоимость добычи нефти, руб./тонну;

$D_{\text{у/пер}}$ – удельный вес условно-переменных затрат, %.

Q – добыча нефти до мероприятия, тыс. т.

Увеличение объёма добычи нефти ведёт к увеличению абсолютной величины прибыли от реализации:

$$\Delta \Pi_{\text{рп}} = \Delta Q_{\text{р}} \cdot (\Pi_{\text{н}} - (C - \Delta C)), \quad (5.4)$$

где $\Delta \Pi_{\text{рп}}$ – дополнительная прибыль от реализации нефти, руб.;

$\Delta Q_{\text{р}}$ – дополнительно реализованная нефть, т;

C – себестоимость добычи нефти до проведения мероприятия, руб./т;

ΔC – снижение себестоимости нефти, руб./т.

Так как увеличивается прибыль от реализации продукции, то соответственно увеличивается и чистая прибыль предприятия:

$$\Delta \Pi_{\text{ч}} = \Delta \Pi_{\text{рп}} - H_{\text{пр}}, \quad (5.5)$$

где $H_{\text{пр}}$ – величина налога на прибыль, руб.

$N_{пр} = 24\%$. от реализации.

Данное мероприятие связано с дополнительной добычей нефти (ΔQ_1).

Объём дополнительно добытой нефти – 8400 тонн/год.

Капитальные затраты на проведение инновационного мероприятия отсутствуют.

Поскольку прирост добычи нефти в следующие после проведения инновационного мероприятия годы падает, то дополнительная добыча нефти составит:

$$\Delta Q_{(q)} = \Delta q \cdot T \cdot K_n \cdot N, \quad (5.6)$$

где Δq – прирост среднесуточного дебита, т/сут. Расчет прироста среднесуточного дебита осуществляется с учетом среднемесячного коэффициента падения добычи нефти ($K_n=0,05$)

$$\Delta q_t = \Delta q_{t-1} - (\Delta q_{t-1} \cdot K_n)$$

Прирост выручки от реализации за t-й год определяется по формуле:

$$\Delta B_t = \Delta Q_t \cdot C_n, \quad (5.7)$$

где ΔQ – объём дополнительной добычи нефти в t-м году, тонн;

C_n – цена 1 тонны нефти, руб.

Текущие затраты (на дополнительную добычу за t-й год) определяются как сумма затрат на мероприятие и условно-переменных затрат по формуле:

$$\Delta Z_t = \Delta Z_{доп\ t} + Z_{мер}, \quad (5.8)$$

где $\Delta Z_{доп\ t}$ – условно-переменные затраты на дополнительную добычу нефти в t-м году, руб.;

$Z_{мер}$ – затраты на проведение мероприятия, руб.

$$\Delta Z_{доп\ t} = \Delta Q_t \cdot C \cdot D_{у/пер} / 100, \quad (5.9)$$

где C – себестоимость добычи нефти, руб./тонну;

$D_{у/пер}$ – удельный вес условно-переменных затрат, %.

Затраты на проведение мероприятия определим по формуле:

$$Z_{мер} = C_{им} \cdot N_{скв}, \quad (5.10)$$

где $C_{им}$ – стоимость одного инновационного мероприятия, руб.;

$N_{\text{скв}}$ – количество скважин, на которых проводится инновационное мероприятие, ед.

Для расчёта налога на прибыль, рассчитаем налогооблагаемую прибыль за t -й год по формуле:

$$\Delta\Pi_{\text{н/обл } t} = \Delta B_t - \Delta Z_t, \quad (5.11)$$

где ΔB_t – прирост выручки от реализации в t -м году, руб.;

ΔZ_t – текущие затраты в t -м году, руб.

Определяем величину налога на прибыль за t -й год:

$$\Delta H_{\text{пр } t} = \Delta\Pi_{\text{н/обл } t} \cdot N_{\text{пр}} / 100, \quad (5.12)$$

где $N_{\text{пр}}$ – ставка налога на прибыль, %

Прирост годовых денежных потоков ($\Delta ДП_t$) рассчитывается по формуле:

$$\Delta ДП_t = \Delta B_t - \Delta Z_t - H_t = \Delta\Pi_{\text{н/обл } t} - H_t. \quad (5.13)$$

Поток денежной наличности определяется как разница между приростом годовых денежных потоков и капитальными вложениями:

$$ПДН_t = \Delta ДП_t - КВ_t. \quad (5.14)$$

Накопленный поток денежной наличности определим по формуле:

$$нПДН_t = \sum ПДН_t, \quad (5.15)$$

Дисконтированный поток денежной наличности – по формуле:

$$ДПДН_t = \Delta ДП_t / (1 + i)^t, \quad (6.16)$$

где i – ставка дисконта, доли единицы.

Чистая текущая стоимость – по формуле:

$$ЧТС_t = \sum ДПДН_t, \quad (5.17)$$

Результаты расчётов показателей экономической эффективности внедрения инновационного мероприятия представлены в виде таблицы 5.2.

Таблица 5.2 – Расчет экономической эффективности от проведения кислотных обработок на Западно-Полуденном месторождении

№ п/п	Показатели	Ед. изм	2013 г.												
			январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	год
1	Фонд скважин	Скв.	3												
2	Объём добычи с приростом	тыс.т.	0,302	0,287	0,273	0,259	0,246	0,234	0,222	0,211	0,200	0,190	0,181	0,172	2,776
3	Выручка от реализации	тыс.руб.	1812,00	1721,40	1635,33	1553,56	1475,89	1402,09	1331,99	1265,39	1202,12	1142,01	1084,91	1030,67	16657,35
4	Текущие затраты, в т.ч.	тыс.руб.	850,44	585,62	556,34	528,52	502,10	476,99	453,14	430,48	408,96	388,51	369,09	350,63	5900,83
4.1	Затраты на доп.добычу	тыс.руб.	616,44	585,62	556,34	528,52	502,10	476,99	453,14	430,48	408,96	388,51	369,09	350,63	5666,83
4.2	Затраты на закачку кислот	тыс.руб.	234,00												234,00
5	Налог на прибыль	тыс.руб.	230,77	272,59	258,96	246,01	233,71	222,02	210,92	200,38	190,36	180,84	171,80	163,21	2581,56
6	Поток денежной наличности	тыс.руб.	730,78	863,19	820,03	779,03	740,08	703,08	667,92	634,53	602,80	572,66	544,03	516,83	8174,96
7	НПДН	тыс.руб.	730,78	1593,98	2414,01	3193,04	3933,12	4636,20	5304,12	5938,64	6541,44	7114,10	7658,13	8174,96	
8	Коэф.дисконтирования		1	0,978	0,956	0,935	0,914	0,894	0,874	0,855	0,836	0,818	0,800	0,782	0,772
9	ДПДН	тыс.руб.	730,78	844,09	784,15	728,46	676,73	628,67	584,02	542,54	504,01	468,22	434,97	404,08	7330,72
10	ЧТС	тыс.руб.	730,78	1574,88	2359,03	3087,49	3764,21	4392,88	4976,90	5519,44	6023,46	6491,67	6926,64	7330,72	

5.3 Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям

Финансово-экономическая оценка нефтяных проектов базируется на некоторых показателях, часть которых может неожиданно измениться, тогда как другая часть вообще не может быть определена точно. Процедура, исследующая влияние таких изменений или ошибок в определении численных исходных данных на важнейшие; показатели < проекта, получила название анализа устойчивости проекта. Он вкратце сводится к следующему:

- в качестве переменной выбирается один из численных показателей, все остальные считаются постоянными и имеют некоторые заданные значения (проектные);
- выбирается разумный диапазон возможных колебаний изменений;
- для крайних значений этого диапазона и для проектируемого значения переменной рассчитываются все важнейшие показатели оценки проекта (например, IRR, NPV, период окупаемости) и таким образом определяется влияние на них выбранной переменной.

Результаты анализов представлены в таблицах 5.3 – 5.8.

Таблица 5.3 – Расчет потока денежной наличности и чистой текущей стоимости при уменьшении доп. добычи на 20%

№ п/п	Показатели	Ед. изм	2013 г.												год
			январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	
1	Фонд скважин	Скв.	3												
2	Доп. добыча	тыс.т.	0,242	0,230	0,218	0,207	0,197	0,187	0,178	0,169	0,160	0,152	0,145	0,137	2,221
3	Выручка с приростом	тыс.руб.	1449,60	1377,12	1308,26	1242,85	1180,71	1121,67	1065,59	1012,31	961,69	913,61	867,93	824,53	13325,88
4	Текущие затраты, в т.ч.	тыс.руб.	727,15	468,50	445,07	422,82	401,68	381,59	362,51	344,39	327,17	310,81	295,27	280,51	4767,46
4.1	Затраты на доп.добычу	тыс.руб.	493,15	468,50	445,07	422,82	401,68	381,59	362,51	344,39	327,17	310,81	295,27	280,51	4533,46
4.2	Затраты на закачку кислот	тыс.руб.	234,00												234,00
5	Налог на прибыль	тыс.руб.	173,39	218,07	207,17	196,81	186,97	177,62	168,74	160,30	152,29	144,67	137,44	130,57	2054,02
6	Поток денежной наличности	тыс.руб.	549,06	690,55	656,03	623,23	592,06	562,46	534,34	507,62	482,24	458,13	435,22	413,46	6504,40
7	НПДН	тыс.руб.	549,06	1239,61	1895,64	2518,86	3110,93	3673,39	4207,73	4715,35	5197,59	5655,71	6090,94	6504,40	
8	Коэф.дисконтирования		1	0,978	0,956	0,935	0,914	0,894	0,874	0,855	0,836	0,818	0,800	0,782	0,772
9	ДПДН	тыс.руб.	549,06	675,28	627,32	582,77	541,38	502,93	467,22	434,03	403,21	374,58	347,97	323,26	5829,01
10	ЧТС	тыс.руб.	549,06	1224,33	1851,65	2434,42	2975,80	3478,74	3945,95	4379,99	4783,20	5157,77	5505,74	5829,01	

Таблица 5.4 – Расчет потока денежной наличности и чистой текущей стоимости при увеличении доп. добычи на 20%

№ п/п	Показатели	Ед. изм	2013 г.												
			январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	год
1	Фонд скважин	Скв.	3												
2	Доп. добыча	тыс.т.	0,362	0,344	0,327	0,311	0,295	0,280	0,266	0,253	0,240	0,228	0,217	0,206	3,331
3	Выручка с приростом	тыс.руб.	2174,40	2065,68	1962,40	1864,28	1771,06	1682,51	1598,38	1518,46	1442,54	1370,41	1301,89	1236,80	19988,82
4	Текущие затраты, в т.ч.	тыс.руб.	973,73	702,74	667,61	634,23	602,52	572,39	543,77	516,58	490,75	466,21	442,90	420,76	7034,20
4.1	Затраты на доп.добычу	тыс.руб.	739,73	702,74	667,61	634,23	602,52	572,39	543,77	516,58	490,75	466,21	442,90	420,76	6800,20
4.2	Затраты на закачку кислот	тыс.руб.	234,00												234,00
5	Налог на прибыль	тыс.руб.	288,16	327,10	310,75	295,21	280,45	266,43	253,11	240,45	228,43	217,01	206,16	195,85	3109,11
6	Поток денежной наличности	тыс.руб.	912,51	1035,83	984,04	934,84	888,10	843,69	801,51	761,43	723,36	687,19	652,83	620,19	9845,51
7	НПДН	тыс.руб.	912,51	1948,34	2932,38	3867,22	4755,31	5599,00	6400,51	7161,94	7885,30	8572,49	9225,32	9845,51	
8	Коэф.дисконтирования		1	0,978	0,956	0,935	0,914	0,894	0,874	0,855	0,836	0,818	0,800	0,782	0,772
9	ДПДН	тыс.руб.	912,51	1012,91	940,98	874,15	812,07	754,40	700,82	651,05	604,82	561,86	521,96	484,89	8832,43
10	ЧТС	тыс.руб.	912,51	1925,42	2866,40	3740,55	4552,62	5307,02	6007,85	6658,90	7263,71	7825,58	8347,54	8832,43	

Таблица 5.5 – Расчет потока денежной наличности и чистой текущей стоимости при уменьшении цены на нефть на 20%

№ п/п	Показатели	Ед. изм	2013 г.												
			январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	год
1	Фонд скважин	Скв.	3												
2	Доп. добыча	тыс.т.	0,302	0,287	0,273	0,259	0,246	0,234	0,222	0,211	0,200	0,190	0,181	0,172	2,776
3	Выручка с приростом	тыс.руб.	1449,60	1377,12	1308,26	1242,85	1180,71	1121,67	1065,59	1012,31	961,69	913,61	867,93	824,53	13325,88
4	Текущие затраты, в т.ч.	тыс.руб.	850,44	585,62	556,34	528,52	502,10	476,99	453,14	430,48	408,96	388,51	369,09	350,63	5900,83
4.1	Затраты на доп.добычу	тыс.руб.	616,44	585,62	556,34	528,52	502,10	476,99	453,14	430,48	408,96	388,51	369,09	350,63	5666,83
4.2	Затраты на закачку кислот	тыс.руб.	234,00												234,00
5	Налог на прибыль	тыс.руб.	143,80	189,96	180,46	171,44	162,87	154,72	146,99	139,64	132,66	126,02	119,72	113,74	1782,01
6	Поток денежной наличности	тыс.руб.	455,36	601,54	571,46	542,89	515,75	489,96	465,46	442,19	420,08	399,07	379,12	360,16	5643,04
7	НПДН	тыс.руб.	455,36	1056,90	1628,36	2171,25	2687,00	3176,96	3642,42	4084,60	4504,68	4903,75	5282,87	5643,04	
8	Коэф.дисконтирования		1	0,978	0,956	0,935	0,914	0,894	0,874	0,855	0,836	0,818	0,800	0,782	0,772
9	ДПДН	тыс.руб.	455,36	588,23	546,46	507,65	471,60	438,10	406,99	378,09	351,24	326,29	303,12	281,59	5054,71
10	ЧТС	тыс.руб.	455,36	1043,59	1590,05	2097,69	2569,29	3007,39	3414,38	3792,47	4143,71	4470,00	4773,12	5054,71	

Таблица 5.6 – Расчет потока денежной наличности и чистой текущей стоимости при увеличении цены на нефть на 20%

№ п/п	Показатели	Ед. изм	2013 г.												
			январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	год
1	Фонд скважин	Скв.	3												
2	Доп. добыча	тыс.т.	0,302	0,287	0,273	0,259	0,246	0,234	0,222	0,211	0,200	0,190	0,181	0,172	2,776
3	Выручка с приростом	тыс.руб.	2174,40	2065,68	1962,40	1864,28	1771,06	1682,51	1598,38	1518,46	1442,54	1370,41	1301,89	1236,80	19988,82
4	Текущие затраты, в т.ч.	тыс.руб.	850,44	585,62	556,34	528,52	502,10	476,99	453,14	430,48	408,96	388,51	369,09	350,63	5900,83
4.1	Затраты на доп.добычу	тыс.руб.	616,44	585,62	556,34	528,52	502,10	476,99	453,14	430,48	408,96	388,51	369,09	350,63	5666,83
4.2	Затраты на закачку кислот	тыс.руб.	234,00												234,00
5	Налог на прибыль	тыс.руб.	317,75	355,21	337,45	320,58	304,55	289,32	274,86	261,12	248,06	235,66	223,87	212,68	3381,12
6	Поток денежной наличности	тыс.руб.	1006,21	1124,85	1068,60	1015,17	964,41	916,19	870,38	826,86	785,52	746,25	708,93	673,49	10706,87
7	НПДН	тыс.руб.	1006,21	2131,05	3199,66	4214,83	5179,24	6095,44	6965,82	7792,69	8578,21	9324,45	10033,39	10706,87	
8	Коэф.дисконтирования		1	0,978	0,956	0,935	0,914	0,894	0,874	0,855	0,836	0,818	0,800	0,782	0,772
9	ДПДН	тыс.руб.	1006,21	1099,96	1021,84	949,27	881,86	819,23	761,05	707,00	656,79	610,15	566,81	526,56	9606,73
10	ЧТС	тыс.руб.	1006,21	2106,17	3128,01	4077,28	4959,14	5778,37	6539,41	7246,42	7903,21	8513,35	9080,17	9606,73	

Таблица 5.7 – Расчет потока денежной наличности и чистой текущей стоимости при уменьшении текущих затрат на 20%

№ п/п	Показатели	Ед. изм	2013 г.												
			январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	год
1	Фонд скважин	Скв.	3												
2	Доп. добыча	тыс.т.	0,302	0,287	0,273	0,259	0,246	0,234	0,222	0,211	0,200	0,190	0,181	0,172	2,776
3	Выручка с приростом	тыс.руб.	1812,00	1721,40	1635,33	1553,56	1475,89	1402,09	1331,99	1265,39	1202,12	1142,01	1084,91	1030,67	16657,35
4	Текущие затраты, в т.ч.	тыс.руб.	680,35	468,50	445,07	422,82	401,68	381,59	362,51	344,39	327,17	310,81	295,27	280,51	4720,66
4.1	Затраты на доп.добычу	тыс.руб.	616,44	585,62	556,34	528,52	502,10	476,99	453,14	430,48	408,96	388,51	369,09	350,63	5666,83
4.2	Затраты на закачку кислот	тыс.руб.	234,00												234,00
5	Налог на прибыль	тыс.руб.	271,60	300,70	285,66	271,38	257,81	244,92	232,67	221,04	209,99	199,49	189,51	180,04	2864,80
6	Поток денежной наличности	тыс.руб.	860,05	952,21	904,60	859,37	816,40	775,58	736,80	699,96	664,96	631,71	600,13	570,12	9071,88
7	НПДН	тыс.руб.	860,05	1812,26	2716,85	3576,22	4392,62	5168,20	5905,00	6604,96	7269,92	7901,63	8501,76	9071,88	
8	Коэф.дисконтирования		1	0,978	0,956	0,935	0,914	0,894	0,874	0,855	0,836	0,818	0,800	0,782	0,772
9	ДПДН	тыс.руб.	860,05	931,14	865,01	803,58	746,51	693,50	644,24	598,49	555,99	516,50	479,82	445,75	8140,58
10	ЧТС	тыс.руб.	860,05	1791,19	2656,20	3459,78	4206,29	4899,79	5544,04	6142,53	6698,51	7215,02	7694,84	8140,58	

Таблица 5.8 – Расчет потока денежной наличности и чистой текущей стоимости при увеличении текущих затрат на 20%

№ п/п	Показатели	Ед. изм	2013 г.												
			январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	год
1	Фонд скважин	Скв.	3												
2	Доп. добыча	тыс.т.	0,302	0,287	0,273	0,259	0,246	0,234	0,222	0,211	0,200	0,190	0,181	0,172	2,776
3	Выручка с приростом	тыс.руб.	1812,00	1721,40	1635,33	1553,56	1475,89	1402,09	1331,99	1265,39	1202,12	1142,01	1084,91	1030,67	16657,35
4	Текущие затраты, в т.ч.	тыс.руб.	1020,53	702,74	667,61	634,23	602,52	572,39	543,77	516,58	490,75	466,21	442,90	420,76	7081,00
4.1	Затраты на доп.добычу	тыс.руб.	616,44	585,62	556,34	528,52	502,10	476,99	453,14	430,48	408,96	388,51	369,09	350,63	5666,83
4.2	Затраты на закачку кислот	тыс.руб.	234,00												234,00
5	Налог на прибыль	тыс.руб.	189,95	244,48	232,25	220,64	209,61	199,13	189,17	179,71	170,73	162,19	154,08	146,38	2298,32
6	Поток денежной наличности	тыс.руб.	601,52	774,18	735,47	698,70	663,76	630,57	599,04	569,09	540,64	513,61	487,93	463,53	7278,03
7	НПДН	тыс.руб.	601,52	1375,69	2111,16	2809,86	3473,62	4104,19	4703,24	5272,33	5812,97	6326,57	6814,50	7278,03	
8	Коэф.дисконтирования		1	0,978	0,956	0,935	0,914	0,894	0,874	0,855	0,836	0,818	0,800	0,782	0,772
9	ДПДН	тыс.руб.	601,52	757,05	703,29	653,34	606,94	563,84	523,79	486,60	452,04	419,94	390,11	362,41	6520,85
10	ЧТС	тыс.руб.	601,52	1358,57	2061,85	2715,19	3322,13	3885,97	4409,76	4896,36	5348,40	5768,33	6158,44	6520,85	

В таблице 5.9 представлен анализ чувствительности проекта к возможным изменениям.

Таблица 5.9 – Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям

Наименование варьируемого параметра	Базисный ЧТС	Изменённое значение ЧТС, тыс. р.	Разница	В %	Отношение изменения ЧТС (%) к изменению (%) параметра	Ранг параметра
Снижение объёма добычи нефти на 20%	7330,72	5829,01	-1501,71	-20,485	1,02425	1
Уменьшение цены на нефть 20%	7330,72	5054,71	-2276,01	-31,048	1,5524	3
Увеличение текущих затрат на 20%	7330,72	6520,85	-809,87	-11,048	0,5524	2

	-20%	0	20%
Объём добычи	-1507,71	0	1507,71
Капитальные затраты	2276,01	0	-2276,01
Эксплуатационные затраты	-809,87	0	809,87

Получающиеся данные можно использовать для построения лучевой диаграммы (рисунок 5.1). На ней серия графиков показывает, как изменяются одни (зависимые) параметры финансово-экономической оценки при изменении одного из независимых показателей проекта.

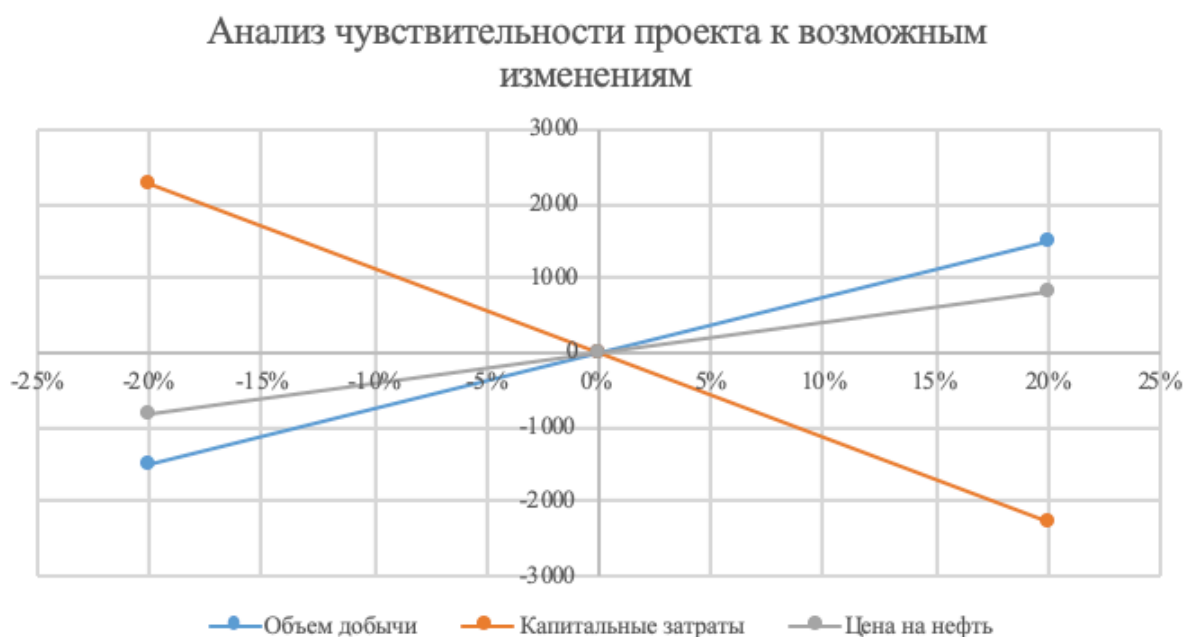


Рисунок 5.1 – Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям

Вывод к разделу:

Внедрение метода комплексной кислотной обработки ПЗП имеет большое значение для рационального использования сырьевых, топливно-энергетических и других материальных ресурсов.

Результаты расчета накопленного потока денежной наличности (НПДН) и чистой текущей стоимости (ЧТС) показали, что проведение такого мероприятия, как закачка в пласт экономически выгодно, поскольку:

1. Прирост добычи нефти составил 2,776 тыс. тонн;
2. Накопленный поток денежной наличности 8174,96 тыс. рублей;
3. Чистая текущая стоимость составила 7330,72 тыс. рублей.

Проведя анализ чувствительности проекта к риску и построив лучевую диаграмму, определили, что внедрение такого мероприятия, как комплексная кислотная обработка призабойной зоны пласта нагнетательных скважин с целью повышения приемистости, экономически выгодно.

Анализ чувствительности проекта к риску позволил выявить склонность проекта к риску при увеличении текущих затрат, но не на много значительнее остальных факторов, влияющих на проект.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Г	Стручков Дмитрий Васильевич

Школа	ИШПР	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Анализ эффективности системы поддержания пластового давления на Западно-Полуденном нефтяном месторождении	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: комплексная кислотная обработка Область применения: кустовая площадка
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: — специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; — организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020) ГОСТ 12.2.049-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие эргономические требования
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные и опасные факторы: — повышенный уровень шума — отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе — токсические вещества — повышенное значение напряжения — движущиеся машины; подвижные части производственного оборудования
3. Экологическая безопасность:	Охрана окружающей среды, в зависимости от направления воздействия загрязняющих веществ (нефтепродуктов, различных химикатов и других): — атмосфера (распыление веществ); — гидросфера (утечки веществ); — литосфера (разлив веществ).
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	На кустовых площадках ЧС возникают в связи:

	<ul style="list-style-type: none"> — с поломкой оборудования; — с негерметичностью трубопровода, запорных устройств и др.; — с пожарами.
--	---

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Г	Стручков Дмитрий Васильевич		

6 Социальная ответственность

Технологический процесс обработки скважин кислотными композициями осуществляется с использованием агрегатов и оборудования при воздействии высокими давлениями (от 10 до 30 МПа) различными веществами (соляная кислота, плавиковая кислота) и требует строгого соблюдения техники безопасности в соответствии с правилами и нормами КРС и ОПЗ скважин: Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» утвержденные приказом от 12.03.2013 №101 Федеральной службы по экологическому, техническому и автономному надзору. При выполнении работ также необходимо руководствоваться: планом работ, технологической картой, технологическим регламентом на проведение СКО. В плане должны быть указаны порядок подготовительных работ, схема размещения оборудования, технология проведения процесса, меры безопасности, ответственный руководитель работ.

Работы по СКО проводятся на открытых кустовых площадках Западно-Полуденного месторождения АО «Томскнефть» ВНК. Работы по ОПЗ кислотами ведутся круглогодично.

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

На месторождениях все работы регламентируются договором между работодателем и работником. При этом работу вахтовым методом строго регламентируют статьи 297-302 главы 47 трудового кодекса Российской Федерации [2]. В федеральных государственных учреждениях и органах порядок выплаты и размер надбавки за вахтовый метод работы устанавливаются нормативными правовыми актами Правительства Российской Федерации.

Работодатель обязуется:

Обеспечить здоровые и безопасные условия труда работникам на

основе комплекса социально-трудовых, организационно-технических, лечебно-профилактических и санитарно-гигиенических мероприятий в соответствии с действующим законодательством и настоящим коллективным договором.

Не применять каких-либо мер дисциплинарного воздействия в отношении работников, отказавшихся от выполнения работ в случае возникновения опасности для их жизни и здоровья вследствие нарушения требований охраны труда либо выполнения тяжелых работ и работ с вредными и (или) опасными условиями труда, не предусмотренных трудовым договором.

Применять дисциплинарные взыскания или иные меры воздействия к работникам, нарушающим правила охраны труда, вплоть до расторжения трудового договора согласно действующему законодательству.

Обеспечить проведение поэтапной аттестации рабочих мест по условиям труда. Обеспечить участие представителей Профкома в комиссиях по аттестации рабочих мест.

Организовать проведение за счет собственных средств обязательных предварительных (при поступлении на работу) и периодических (в течении трудовой деятельности) медицинских осмотров (обследований) работников в соответствии с медицинскими рекомендациями, с сохранением за ним места работы (должности) и среднего заработка на время прохождения указанных медицинских осмотров (обследований).

Не допускать работников к выполнению ими трудовых обязанностей без прохождения в установленные сроки обязательных медицинских осмотров (обследований), а также в случае медицинских противопоказаний.

Организовать профессиональную переподготовку и предоставление другой работы (при её наличии) работникам, имеющим медицинское противопоказание по прежней должности.

Общество (АО «Томскнефть» ВНК) обязуется в пределах сметы, утвержденной руководством предприятия:

1. Обеспечить реализацию дополнительных, в связи с работой и проживанием в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, льготы работникам и членам их семей.

2. Оплачивать один раз в два года работнику и неработающим членам его семьи (мужу, жене, несовершеннолетним детям) проезд к месту использования отпуска работника в пределах территории Российской Федерации и обратно независимо от времени использования отпуска.

3. Руководитель работ планирует размещение оборудования таким образом, чтобы свести к минимуму возможное воздействие вредных производственных факторов от силовых установок, агрегатов, хим. реагентов, нефти, а также взрыва, пожара на рабочий персонал принимает решения о проведении работ, предусмотренных этим планом и несет ответственность за их выполнение.

Оплату проезда в отпуск и обратно неработающим членам семьи работника производить при условии их проживания в местности, приравненной к районам Крайнего Севера. Кроме того, оплате также подлежит проезд к месту использования отпуска в пределах Российской Федерации и обратно супруга (супруги) работника, в том числе состоящих в трудовых отношениях, и несовершеннолетних детей при использовании отпуска, в том числе и не в месте использования отпуска работником, при условии их проживания с работником в местности, приравнённой к районам Крайнего Севера.

Выплачивать единовременную материальную помощь в качестве возмещения вреда, причиненного работникам в результате несчастных случаев или острых профессиональных заболеваний при исполнении им своих трудовых обязанностей, в размерах превышающих установленные действующим законодательством РФ.

Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии с ГОСТ 12.2.049-80 [3]. Эргономические требования к производственному оборудованию должны устанавливать его соответствие

антропометрическим, физиологическим, психофизиологическим и психологическим свойствам человека и обусловленным этими свойствами гигиеническим требованиям с целью сохранения здоровья человека и достижения высокой эффективности труда.

6.2 Производственная безопасность

В связи с ГОСТ 12.0.003–2015 ССБТ [4] один и тот же по своей природе неблагоприятный производственный фактор при различных характеристиках воздействия может оказаться либо вредным, либо опасным, поэтому разделим их следующим образом, как приведено в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Опасные и вредные факторы при кислотной обработке

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Повышенный уровень шума		+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ.
2. Токсические вещества в рабочей зоне	+	+	+	ГН 2.2.5.3532–18.
3. Повышенное значение напряжения	+	+	+	ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ.
4. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе	+	+	+	СанПиН 2.2.4-548-96 ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ ГОСТ 12.4.103-83
5. Движущиеся машины; подвижные части производственного оборудования	+	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ

6.3 Анализ вредных производственных факторов

6.3.1 Повышенный уровень шума.

Шум агрегатов (насосных и кислотных) негативно воздействует на органы слуха. Внезапные шумы высокой интенсивности, даже кратковременные (взрывы, удары и т. п.), могут вызвать как острые нейросенсорные эффекты (головокружение, звон в ушах, снижение слуха), так и физические повреждения (разрыв барабанной перепонки с кровотечением, поражения среднего уха и улитки). Шум не должен превышать определенных значений напряженности (таблица 6.2).

Таблица 6.2 – Предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах для трудовой деятельности разных категорий тяжести и напряженности в дБА (ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ) [5]

Категория напряженности трудового процесса	Категория тяжести трудового процесса				
	Легкая физическая нагрузка	Средняя физическая нагрузка	Тяжелый труд 1 степени	Тяжелый труд 2 степени	Тяжелый труд 3 степени
Напряженность легкой степени	80	80	75	75	75
Напряженность средней степени	70	70	65	65	65
Напряженный труд 1 степени	60	69	-	-	-
Напряженный труд 2 степени	50	50	-	-	-

Снижение шума в источнике осуществляется за счет улучшения конструкции машины или изменения технологического процесса. Необходимо использовать СИЗ, чтобы обезопасить рабочего от негативного влияния шума. Они включают в себя противошумные вкладыши (беруши), наушники, шлемы и каски, специальные костюмы.

6.3.2 Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

На месторождении регулярно приходится проводить работы на открытом воздухе. Все это оказывает вредное воздействие на организм человека – переохлаждение может стать причиной ухудшения состояния здоровья человека. Вследствие этого надо уделять внимание времени работы на открытом воздухе – таблица 6.3.

Таблица 6.3 – Допустимая продолжительность (ч) однократного за рабочую смену пребывания на открытой территории во II климатическом регионе (III климатический пояс) в зависимости от температуры воздуха и уровня энерготрат* [6]

Температура воздуха, °С	Энерготраты, Вт/м ² (категория работ)		
	88 (Iб)	113 (IIа)	145 (IIб)
-10	охлаждение через 1,7	охлаждение через 4,6	охлаждение поверхности тела отсутствует
-15	1,2	2,2	-"
-20	0,9	1,5	охлаждение через 5,5
-25	0,8	1,1	2,4
-30	0,7	0,9	1,6
-35	0,6	0,7	1,1
-40	0,5	0,6	0,9

* Учтена наиболее вероятная скорость ветра (3,6 м/с).

Помимо этого, необходимо обеспечивать сотрудника специальной формой в соответствии с ГОСТ 12.4.103-83 [6].

6.3.3 Токсические вещества.

На месте при проведении работ закачивают агрессивные химические реагенты (соляной кислоты), которые являются источниками и других вредных веществ. Оксид углерода СО (угарный газ) является опасным для воздуха на рабочих местах. Угарный газ СО образуется при неполном

сгорании топлива и встречается в попутном газе, основа которого метан, который также токсичен. Плавиковая кислота содержит в себе фтор, который, при концентрации выше ПДК, вызывает отек легких, острые отравления. Чем выше концентрация токсичных веществ в воздухе рабочего помещения, тем сильнее их воздействие на организм человека.

В воздухе рабочей зоны содержание вредных веществ не должно превышать установленных предельно-допустимых концентраций (ПДК) (таблица 6.4).

Таблица 6.4 – Допустимые концентрации в воздухе рабочей зоны некоторых веществ [7]

Показатели	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Углеводороды предельные C ₂ – C ₁₀	900	4
Метан	7000	4
Уксусная кислота	5	3
Плавиковая кислота	0,5	2
Соляная кислота	5	2
Оксид углерода	20	4

В соответствии с ГН 2.2.5.3532–18 [7] по степени воздействия на организм человека вещества подразделяются на 4 класса опасности в соответствии с таблицей 5.5.

Таблица 6.5 – Классы опасности по степени воздействия на организм человека [7]

Класс опасности	Характер	ПДК, мг/м ³	Пример
1	Чрезвычайно опасные	<0,1	Свинец, ртуть
2	Высокоопасные	0,1 – 1	Хлор, серная кислота
3	Умеренно-опасные	1,1 – 10	Метиловый спирт
4	Малоопасные	>10	Аммиак, ацетон

Персонал, работающий с кислотами, должен быть очками, спецодеждой и рукавицами из суконной или другой кислотоупорной ткани, резиновыми сапогами и фартуками.

6.3.4 Повышенное значение напряжения.

При нахождении на кустовой площадке оператор (рабочий) может быть поражен током, при взаимодействии со станцией управления, кабелем, и другими элементами, проводящими ток. При замыкании электрической цепи через организм человека ток оказывает термическое (ожоги), электролитическое (нарушение химического состава тканей и кожи), биологическое (судорожное сокращение мышц, в том числе сердца) и механическое воздействие (разрыв тканей, вывихи, переломы) - ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ [8].

Таблица 6.6 – Воздействие различных сил тока на организм человека [8]

Сила тока, мА	Воздействие
20 – 25	Затруднение дыхания, паралич рук
50 – 80	Паралич дыхания
90 – 100	Фибриляция сердца
>300	Паралич сердца

Защитное заземление или зануление должно обеспечивать защиту людей от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции.

6.3.5 Движущиеся машины; подвижные части производственного оборудования

При проведении операций по кислотной обработке приходится работать с крупногабаритным подвижным оборудованием, которое может причинить вред здоровью человека. Для его предотвращения необходим инструктаж с персоналом, оборудования опасных устройств защитными

ограждениями, предупреждающими табличками. При этом люди не должны работать вблизи движущихся механизмов.

6.4 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя (работающего)

Безопасность проведения КО зависит, в основном, от соблюдения «Инструкции по промышленной безопасности и охране труда для оператора по химической обработке скважин» (ИПБОТ 137-2008) [9].

1) Требования безопасности перед проведением работ.

Получив задание, оператор должен: проверить исправность насосных агрегатов, запорной арматуры, трубопроводов, КИП и А; проверить наличие пожарного инвентаря и его исправность; постоянно держать рабочее место устья скважины в чистоте и порядке, не загромождать посторонними предметами; установить насосный агрегат от скважины на расстоянии не менее 10 м, кабиной от устья с наветренной стороны; проверить на герметичность путем опрессовки на полуторакратное рабочее давление все нагнетательные линии водой, проверить наличие обратного клапана; при обнаружении неисправного технологического оборудования сообщить технологу (мастеру) и принять меры для их устранения.

2) Требования безопасности во время работы.

При закачке химреагентов в скважину: необходимо обеспечивать правильную технологию, следить за показаниями манометра; разлитый химический реагент своевременно убирать в специально отведенное место; не должно быть утечки химреагентов через соединения оборудования и трубопроводов; не ремонтировать коммуникации, трубопровод.

При попадании ингибиторов на незащищенные участки тела: промыть их проточной водой. Во время проведения работы: становиться с наветренной стороны во избежание попадания паров химреагентов при вдыхании. На кустовой площадке применять открытый огонь для отогрева замерзших

трубопроводов и оборудования запрещается. Закачку химреагентов производить при достаточной освещенности (не менее 25 лк) рабочих мест.

3) Требования безопасности по окончании работ.

По окончании работ коммуникации и оборудование промыть водой и промывочную воду закачать в дренажную систему. Освободившуюся тару из-под химреагентов складывать в специально отведенном месте, согласно установленному правилам порядка. Собрать и уложить инструмент.

О выполненной работе доложить непосредственному руководителю работы. Сдать смену сменщику с росписью в вахтовом журнале. Снять СИЗ и уложить их в места хранения. Вымыть руки с мылом или принять душ (не допускается мыть руки жидкостями, предназначенными для выполнения технологических процессов).

6.5 Экологическая безопасность

В ходе проведения операций по СКО происходит воздействие на атмосферу, гидросферу, литосферу. Все выбрасываемые и сбрасываемые вещества предложены в качестве нормативов предельно-допустимых выбросов (ПДВ) и сбросов (ПДС). По ориентировочным оценкам, большая часть углеводородного загрязнения приходится на атмосферу – 75 %, 20 % фиксируется в поверхностных и подземных водах и 5 % накапливается в почвах.

Недра подлежат обязательной охране от истощения запасов полезных ископаемых и загрязнения. Необходимо также предупреждать вредное воздействие недр на окружающую природную среду при их освоении.

6.5.1 Мероприятия по охране атмосферы

При проведении операций возможны распыление и розлив нефти и нефтепродуктов, а также вторичные реакции и работа двигателей агрегатов сопровождается выделениями углекислого газа и метана в атмосферу. Потери при испарении легких фракций нефти во время хранения в резервуарах и производстве сливных и промывочных операций.

Основными мероприятиями по охране атмосферы являются: исключение случаев выбросов газа и разливов нефти путем своевременного осуществления сброса нефти и газа в аварийные емкости; оперативный сбор разлитой нефти; постоянный строгий контроль за выбросами в атмосферу транспортными средствами; постоянное внедрение технологий и оборудования, ведущих к снижению норм ПДВ; проведение мероприятий по рекультивации земель в случае их загрязнения нефтепродуктами, химическими реагентами согласно утвержденным методам. Работающий персонал должен четко знать правила труда на предприятии.

6.5.2 Мероприятия по охране гидросферы

Благодаря немногочисленности скважин на кустовых площадках и равномерности распределения по месторождению объектов обустройства влияние возможного поступления токсичных веществ в гидросферу будет носить локальный характер. Например:

- загрязнение поверхностных и подземных вод промывочной жидкостью, засоление поверхностных водоемов, при самопроизвольной утечке кислот (щелочей) или других веществ (нефтепродуктов);
- утечка нефтепродуктов и химических реагентов из резервуаров и дозирующих установок.

Мероприятия по защите гидросферы: герметизация всего оборудования и трубопровода; полную утилизацию промышленной сточной воды путем ее закачки в продуктивные или поглощающие пласт; при необходимости, обработку закачиваемой в продуктивные пласты воды антисептиками, с целью предотвращения ее заражения сульфатовосстанавливающими бактериями, приводящими к образованию сероводорода в нефти и в воде; создание сети контрольных пунктов для наблюдения за составами поверхностных и подземных вод.

6.5.3 Мероприятия по охране литосферы

При проведении КО происходят нарушения и загрязнения почвенного и растительного покрова утечками (проливами) кислот, щелочей, технических жидкостей и нефтепродуктов, а также плохое качество промывки скважины после работ по ОПЗ.

Чтобы избежать дополнительное загрязнение ПЗП из-за некачественно проведенных операций, необходимо вести полный контроль за всеми процессами в течение всего времени проведения работ.

Операции по ОПЗ можно производить по замкнутой схеме с использованием герметизирующих сальниковых устройств; земляных амбаров, изолированных полиэтиленовой оболочкой; быстросъемных трубных соединений, которые предотвращают попадание технологических жидкостей; циркуляционных систем и других веществ на почву. В случае ее загрязнения нефтепродуктами, химическими реагентами необходимо провести мероприятия по рекультивации земель.

В процессе ОПЗ необходимо использовать пресную и техническую воду в качестве транспортирующей жидкости и жидкости глушения при разбуривании цементных мостов и выполнении работ по интенсификации притока и промывке скважин.

В ходе разработки технологии скважинной утилизации отходов процесса добычи нефти выделен ряд реагентов, отходы которых возможно утилизировать несколькими способами. Следует иметь в виду, что недопустимая совместная утилизация отходов химических реагентов, при смешивании которых образуются осадки, гели, газы. Это может привести к резкому ухудшению состояния почвы.

6.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На производственных объектах не редки случаи, когда возникают чрезвычайные ситуации, которые регламентируются Федеральным законом от 21 декабря 1994 г. № 68-ФЗ [10].

При проведении работ по кислотной обработке на площадках кустов скважин, в большинстве случаев, возможные возникающие чрезвычайные ситуации техногенного характера. Причинами аварии могут быть неполадки оборудования, ошибочные действия персонала, отступления от норм технологического регламента, внешние воздействия природного и техногенного характера. В частности, возможны следующие ситуации: поломка оборудования, негерметичность трубопровода, возникновение пожара.

При поломке оборудования, которая угрожает безопасности работников специализированной бригады по химической обработке скважин, немедленно прекратить работу, доложить руководителю работ и действовать согласно полученным указаниям.

При разрывах трубопроводов нагнетания немедленно одеть СИЗ, выключить подачу химических реагентов и принять меры по недопущению разлива на территории ремонтируемой скважины.

В случае возникновения пожара необходимо: прекратить все технологические операции; сообщить о пожаре; отключить электроэнергию; принять меры к удалению людей из опасной зоны; умело и быстро выполнить обязанности, изложенные в плане ликвидации аварий; изолировать очаг пожара от окружающего воздуха; горящие объемы заполнить негорючими газами или паром; принять меры по искусственному снижению температуры горящего вещества.

При ожогах кислотой необходимо оказать первую помощь согласно рецептуре в зависимости от вида химического реагента. В большинстве случаев горение ликвидируется одновременным применением нескольких методов.

При несчастном случае необходимо немедленно освободить пострадавшего от воздействия травмирующего фактора, оказать ему первую доврачебную помощь.

Вывод к разделу:

В данной главе разобраны требования промышленной безопасности при проведении кислотной обработки призабойной зоны пласта, был проведен анализ основных опасных и вредных факторов, основных причин ухудшения экологии при работах в скважине и рассмотрены мероприятия, способствующие снижению влияния ОПЗ на окружающую среду.

Приведены меры по ликвидации влияния опасных и вредных факторов и по предотвращению чрезвычайных случаев, а также представлена «Инструкция по промышленной безопасности и охране труда для оператора по химической обработке скважин», на основании которой проводятся кислотные обработки скважин.

Заключение

В выпускной квалификационной работе был проведен анализ поддержания системы поддержания пластового давления на Западно-Полуденном нефтяном месторождении. Рассмотрены основные причины ухудшения приемистости нагнетательных скважин. Был предложен метод повышения приемистости, а именно комплексная кислотная обработка призабойной зоны пласта, включающая в себя солянокислотную и глинокислотную обработки). В процессе технологического обоснования применения комплексной кислотной обработки в геологических условиях рассматриваемого месторождения с учетом показателей стадийности выявлена эффективность, которая подтверждает выбор в пользу именно данного вида ГТМ.

Анализ применения обработки призабойной зоны кислотными составами говорит о высокой положительной результативности. Для терригенного коллектора с малыми возможными включениями карбонатных пород используют именно комплексную кислотную обработку призабойной зоны пласта. В рассматриваемых нагнетательных скважинах, подверженных кислотной обработке, приемистость увеличилась в среднем в 2,9 раза, вследствие чего дополнительная добытая нефть составила 2,776 тыс. т. нефти. Эффективность выполняемых работ на рассматриваемом месторождении достигает 80–90 %.

Представлена экономическая эффективность и чистая прибыль от проведения СКО и ГКО, которая подтверждает возможность рекомендации, а во многих случаях необходимости применения данных видов ГТМ.

Изучены требования промышленной безопасности и оценены влияния различных факторов на человека (при проведении обработки призабойной зоны пласта кислотными композициями), которые направлены на соблюдение техники безопасности рабочих и охрану окружающей среды.

Список использованных источников:

1. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» утвержденные приказом от 12.03.2013 №101 Федеральной службы по экологическому, техническому и автономному надзору
2. Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020)
3. ГОСТ 12.2.049-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие эргономические требования
4. ГОСТ 12.0.003–2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
5. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности
6. ГОСТ 12.4.103-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Одежда специальная защитная, средства индивидуальной защиты ног и рук. Классификация
7. ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны
8. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов
9. ИПБОТ 137-2008: «Инструкция по промышленной безопасности и охране труда для оператора по химической обработке скважин»
10. Федеральным законом от 21 декабря 1994 г. № 68-ФЗ. О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера (с изменениями и дополнениями)
11. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности

12. А.В. Дашевский, И.И. Кагарманов, Ю.В. Зейгман, Г.А. Шамагаев. “Справочник инженера по добыче нефти”. ООО «Печатник», Стрежевой, 2002 г.
13. В.Г. Крец, Л.А. Саруев «Оборудование для добычи нефти». Учебное пособие. Томск, Изд. ТПУ, 1997 г.
14. А.К. Багаутдинов. Технологическая схема разработки Полуденного месторождения. Отчет по теме 93.46.93, ТомскНИПИнефть, 1993 г.
15. В.Б. Белозеров. Изучение особенностей геологического строения продуктивных пластов Полуденного месторождения нефти и предварительный прогноз развития улучшенных коллекторов на базе сейсмогеологического анализа, имеющегося в НГДУ “Стрежевойнефть” фактического материала. Отчет по договору 13.94. ТомскНИПИнефть, 1995 г.
16. Проект разработки Полуденного месторождения «ТомскНИПИнефть», 2005г.
17. Отчет о производственной деятельности ЦДНГ- 4 ОАО «Томскнефть» ВНК за 2009-2013 гг.
18. Отчет «Показатели текущего состояния разработки по месторождениям». ОАО «Томскнефть» ВНК, 2013 г.
19. Технологические режимы работы нефтяных скважин ЦДНГ- 4 ОАО «Томскнефть» ВНК за 2009-2013 гг.
20. Бабаян Э.В., Шурыгин М.Н., Яковенко В.Н. Повышение эффективности выбора рабочего агента для обработки призабойной зоны пласта // Нефтяное хозяйство. – 1999. – №3. – С. 30–32.
21. Бурдынь Т.А., Закс Ю.Б. Химия нефти, газа и пластовых вод. - М.: «Недра», 1978г.
22. Барышникова Н.А. Экономика предприятия: учебное пособие для СПО и прикладного бакалавриата / Н. А. Барышникова, Т. А. Матеуш, М. Г. Миронов; Российский экономический университет им. Г. В. Плеханова (РЭУ). – Москва: Юрайт, 2015. – 191 с.

23. Пансков В. Г. Налоги и налогообложение: уч-к для бакалавров; Финансовый университет при Правительстве Российской Федерации. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Юрайт, 2012. – 368 с.

24. Юрчук А.М., Истомин А.З. «Расчеты в добыче нефти» // «Недра» -1979г - 270с.

25. Пащенко, Н. Н.. Особенности применения кислотных обработок в добывающих и нагнетательных скважинах [Электронный ресурс] / Н. Н. Пащенко; науч. рук. Г. Ф. Ильина, В. М. Галкин // Проблемы геологии и освоения недр труды Девятого международного симпозиума им. М. А. Усова, 2005 г. Томск: / Томский политехнический университет; Проблемы геологии и освоения недр; под ред. Г. М. Ивановой, А. В. Шадринной . — Томск : Изд-во ТПУ , 2005 . — [С. 441-442] . — Заглавие с титульного листа. — Электронная версия печатной публикации. — Библиогр.: 9 назв. — Свободный доступ из сети Интернет. — Adobe Reader..Схема доступа: <http://www.lib.tpu.ru/fulltext/v/Conferences/2005/K01/092.pdf> (контент)

26. Квеско, Бронислав Брониславович. Методы и технологии поддержания пластового давления : учебное пособие / Б. Б. Квеско. — Москва; Вологда: Инфра-Инженерия, 2018. — 126 с.: ил.. — Библиогр.: с. 125.. — ISBN 978-5-9729-0214-9.

27. [Электронный ресурс]. — Режим доступа свободный. — URL: <https://studopedia.info/5-109705.html>

28. [Электронный ресурс]. — Режим доступа свободный. — URL: <http://ub174.ru/catalog/show/58/205>

29. [Электронный ресурс]. — Режим доступа свободный. — URL: <http://tpk-avtomagnat.ru/ca-320?view=57313403>

30. [Электронный ресурс]. — Режим доступа свободный. — URL: <https://www.skat-ugra.ru/catalog/avtotsisterny/stekloplastikovaya-avtotsisterna-ats-10-na-sh-ural-53904/>

Приложение А

(справочное)

Свойства пластовой нефти продуктивных пластов

Параметры	Пласт АВ ₁ ^{3А}		Пласт АВ ₁ ^{3Б}		Среднее значение по пласту АВ ₁ ³ с учетом данных 1991г.
	Диапазон изменения	Среднее значение	Диапазон изменения	Среднее значение	
Количество исследованных скважин / проб	6/10		3/9		11/21
Пластовое давление, МПа	11,65 – 16,9	14,3	13,8 – 16,3	15,2	14,5
Пластовая температура, °С	54 – 66	62	53 - 62	56	61
Давление насыщения, МПа	5,1 – 12,6	7,95	5,3 – 6,4	5,7	7,3
Свойства нефти в пластовых условиях :					
плотность, кг/м ³	812 - 829	820	825 - 844	832	823
вязкость, мПа*с	3,88 – 6,14	4,94	6,91 – 7,63	7,23	5,5
коэффициент объемной упругости, 1/МПа·10 ⁻⁴	8,1 – 10,74	9,32	7,9 – 9,0	8,42	9,1
Результаты однократного разгазирования:					
плотность разгазированной нефти, кг/м ³	873 – 878	875	874 - 887	880	876
плотность выделившегося газа, кг/м ³	0,795 – 0,852	0,83	0,826 – 0,866	0,85	0,83
газосодержание, м ³ /т	22 – 53	35	25,8 – 27,9	26	32
объемный коэффициент	1,076 – 1,120	1,1	1,074 – 1,085	1,08	1,09
вязкость разгазированной нефти, мПа.с	21,3 – 24,4	22,2	23,4 – 45,6	33	25
Результаты дифференциального разгазирования:					
плотность разгазированной нефти, кг/м ³	870 - 877	873	874 – 887	879	875
плотность выделившегося газа, кг/м ³	0,72 – 0,97	0,82	0,772 – 0,880	0,84	0,82
газовый фактор, м ³ /т	24 – 51	34	22,9 – 28,2	25	31
объемный коэффициент	1,078 – 1,111	1,1	1,073 – 1,086	1,08	1,09

Продолжение таблицы

Параметры	Пласт АВ ₂ ^А		Пласт АВ ₂ ^А +АВ ₂ ^В		Среднее значение по пласту АВ ₂ с учетом данных 1991г.
	Диапазон изменения	Среднее значение	Диапазон изменения	Среднее значение	
Количество исследованных скважин / проб	7/19		4/11		11/30
Пластовое давление, МПа	13,5 - 16,3	15,4	10,5 –17,55	15,7	15,3
Пластовая температура, °С	53 – 63	60	54 - 63	57	59
Давление насыщения, МПа	4,6 – 6,7	5,6	4,6 – 6,98	5,85	5,69
Свойства нефти в пластовых условиях:					
плотность, кг/м ³	819 – 832	825	821 - 843	831	827
вязкость, мПа.с	4,5 – 7,8	6,0	4,3 – 7,9	6,47	6,28
коэффициент объемной упругости, 1/МПа·10 ⁻⁴	8,0 – 9,3	8,66	7,7 – 10,1	8,8	8,71
Результаты однократного разгазирования:					
плотность разгазированной нефти, кг/м ³	872 - 884	875	873 - 878	877	876
плотность выделившегося газа, кг/м ³	0,806-0,889	0,851	0,842-0,916	0,88	0,860
газосодержание, м ³ /т	21 - 32	26	19 - 31	26	26
объемный коэффициент	1,076-1,094	1,085	1,07– 1,093	1,082	1,085
вязкость разгазированной нефти, мПа.с	21,1 – 32,4	25,0	20,9 – 27,6	24,2	24,6
Результаты дифференциального разгазирования:					
плотность разгазированной нефти, кг/м ³	860 - 884	868	866 - 876	871	869
плотность выделившегося газа, кг/м ³	0,776-0,883	0,818	0,787-0,83	0,805	0,813
газовый фактор, м ³ /т	19,5 – 32,2	24	18 - 30	25	25
объемный коэффициент	1,059-1,093	1,076	1,06 –1,081	1,07	1,073

Продолжение таблицы

Параметры	Пласт Ю ₁ ¹		Пласт Ю ₁ ²	
	Диапазон изменения	Среднее значение	Диапазон изменения	Среднее значение
Количество исследованных скважин / проб	6/11		1/1	
Пластовое давление, МПа	21,8 - 24,4	23	23	23
Пластовая температура, °С	93	93	93	93
Давление насыщения, МПа	9,2 – 15,1	12,0	8,7	8,7
Свойства нефти в пластовых условиях:				
плотность, кг/м ³	750 - 769	759	761,5	761,5
вязкость, мПа.с	1,23 – 1,53	1,35	2,07	2,07
коэффициент объемной упругости, 1/МПа·10 ⁻⁴	11,1 – 12,5	12,0	11,3	11,3
Результаты однократного разгазирования:				
плотность разгазированной нефти, кг/м ³	860 - 872	865	866,1	866,1
плотность выделившегося газа, кг/м ³	0,939-1,098	1,033	1,052	1,052
газосодержание, м ³ /т	68 - 76	72	64,2	64,2
объемный коэффициент	1,172-1,245	1,223	1,214	1,214
вязкость разгазированной нефти, мПа.с	10,2 – 14,5	11,6	18,1	18,1
Результаты дифференциального разгазирования:				
плотность разгазированной нефти, кг/м ³	861 - 871	862	866,2	866,2
плотность выделившегося газа, кг/м ³	0,926-1,115	0,980	1,080	1,080
газовый фактор, м ³ /т	68 - 74	69	64,9	64,9
объемный коэффициент	1,22– 1,245	1,212	1,217	1,217

Приложение Б

(справочное)

Компонентный состав нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти

Наименование	Пласт АВ ₁ ^{3А}					Пласт АВ ₁ ^{3Б}				
	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		При дифференциальном разгазировании пласт. нефти в рабочих условиях		Пластовая нефть	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		При дифференциальном разгазировании пласт. нефти в рабочих условиях		Пластовая нефть
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть		выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
углекислый газ	0,27	-	0,27	0,01	0,07	0,11	-	0,45	-	0,01
азот+редкие	1,84	-	1,9	-	0,47	2,32	-	2,39	-	0,50
метан	87	0,18	87,9	0,35	21	87,1	0,07	88,4	0,36	20
этан	2,42	0,05	2,26	0,12	0,62	2,65	0,08	2,58	0,13	0,67
пропан	2,0	0,19	1,60	0,34	0,62	1,95	0,21	1,62	0,34	0,62
изобутан	1,68	0,45	0,92	0,70	0,74	1,54	0,48	0,79	0,65	0,68
нормальный бутан	2,16	1,16	2,14	1,20	1,41	1,85	1,01	1,72	0,96	1,12
изопентан	1,12	1,35	1,13	1,51	1,30	1,1	1,46	0,52	1,5	1,23
нормальный пентан	1,11	2,56	1,34	2,50	2,21	1,1	2,34	1,05	2,27	2
остаток (С ₆ +высшие)	0,79	95,6	0,98	93,3	72	0,38	94,3	0,82	93,8	75
молекулярная масса	20,33	254	20,2	253	198	20,2	264	19,7	272	217
плотность газа, кг/м ³	0,84		0,84			0,836		0,82		2
плотность нефти, кг/м ³		875		874	823		882		880	831

Продолжение таблицы

Наименование	Среднее по пласту АВ ₁ ³					Пласт АВ ₂ ^А				
	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		При дифференциальном разгазировании пласт. нефти в рабочих условиях		Пластовая нефть	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		При дифференциальном разгазировании пласт. нефти в рабочих условиях		Пластовая нефть
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть		выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
углекислый газ	0,16	-	0,16	0,01	0,04	0,1	-	0,09	-	0,05
азот+редкие	1,49	-	2,14	-	0,50	2,08	-	2,15	-	0,45
метан	87,6	0,12	88,2	0,36	20	86,5	0,08	89	0,36	18,6
этан	2,78	0,06	2,42	0,12	0,64	2,82	0,11	2,7	0,17	0,69
пропан	1,92	0,20	1,61	0,34	0,62	2,17	0,25	1,55	0,41	0,66
изобутан	1,58	0,46	0,86	0,68	0,71	1,64	0,59	0,75	0,83	0,82
нормальный бутан	1,98	1,08	1,93	1,08	1,27	2,0	1,24	1,7	1,32	1,4
изопентан	1,07	1,40	0,82	1,5	1,29	1,07	1,67	0,46	1,75	1,53
нормальный пентан	1,00	2,45	1,20	2,39	2,11	1,03	2,84	0,9	2,56	2,46
остаток (С ₆ +высшие)	0,42	95,0	0,90	93,6	73	0,53	93,2	0,69	92,6	79
молекулярная масса	20,4	259	20	262	208	20	252	19	251	202
плотность газа, кг/м ³	0,837		0,83			0,848		0,81		
плотность нефти, кг/м ³		877		876	831		875		869	825

Продолжение таблицы

Наименование	Пласт АВ ₂ ^Б					Пласт Ю ₁ ¹				
	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		При дифференциальном разгазировании пласт. нефти в рабочих условиях		Пластовая нефть	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		При дифференциальном разгазировании пласт. нефти в рабочих условиях		Пластовая нефть
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть		выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
углекислый газ	0,34	-	0,31	-	0,13	0,99	-	0,98	0,02	0,40
азот+редкие	2,4	-	2,61	-	0,65	1,16	-	1,16	-	0,48
метан	86,0	0,07	88,9	0,35	18,5	70	0,14	71	0,22	28,8
этан	2,85	0,11	2,61	0,18	0,67	5,43	0,20	5,47	0,24	2,60
пропан	2,31	0,39	1,55	0,48	0,8	10,4	1,32	9,78	1,81	5,02
изобутан	1,67	0,30	0,64	0,88	0,87	2,9	0,90	2,05	1,49	1,72
нормальный бутан	2,09	1,36	1,56	1,45	1,59	5,41	2,98	5,60	2,86	3,98
изопентан	1,07	1,73	0,41	1,83	1,60	1,68	2,23	1,09	2,62	2,0
нормальный пентан	1,03	2,94	0,79	2,75	2,5	1,57	3,44	1,79	3,28	2,68
остаток (С ₆ +высшие)	0,54	92,8	0,57	92	73	0,62	88,8	1,06	87,4	52
молекулярная масса	20	252	19	253	206	25,8	233	25,5	231	148
плотность газа, кг/м ³	0,86		0,807			1,078		1,062		
плотность нефти, кг/м ³		877		869	829		866		865	755

Приложение В

(справочное)

Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти

Параметры	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скважин	определений		
Пласт АВ _I ^{3А}				
Плотность кг/м ³	11	12	873-888	878
Вязкость, мм ² /с				
t=20 ⁰ С	11	12	21,3-41,8	26
t=50 ⁰ С	11	12	6,6-12,0	8,4
Температура застывания, ⁰ С	6	7	-6 - +1	0
Массовое содержание, %:				
серы	11	12	1,15 – 1,77	1,58
смола силикагелевых	11	12	7,1 – 13,8	9,22
асфальтенов	11	12	0,85 – 1,7	1,25
парафина	11	12	0,95 – 4,1	2,37
Общий выход фракций, %				
НК ⁰ С	11	12	60-134	87
до 100 ⁰ С	7	8	1 – 5	3
до 150 ⁰ С	11	12	3 -10	7
до 200 ⁰ С	11	12	10 - 17	15
до 250 ⁰ С	11	12	18 – 27	23
до 300 ⁰ С	11	12	32 - 38	35
> 300 ⁰ С	2	2	53-56	55
Пласт АВ _I ^{3Б}				
Плотность кг/м ³	8	8	874-907	884
Вязкость, мм ² /с				
t=20 ⁰ С	8	8	23,4-123	44,4
t=50 ⁰ С	8	8	6,7-25,9	11,4
Температура застывания, ⁰ С	5	5	-6 - +17	3
Массовое содержание, %:				
серы	8	8	1,06-1,87	1,53
смола силикагелевых	8	8	7,79-12,18	9,56
асфальтенов	8	8	1,05-2,19	1,48
парафина	8	8	1,23-3,34	2,38
Общий выход фракций, %				
НК ⁰ С	8	8	64-185	94
до 100 ⁰ С	5	5	1-3	2
до 150 ⁰ С	7	7	6-10	8
до 200 ⁰ С	8	8	2-18	15
до 250 ⁰ С	8	8	9-26	22
до 300 ⁰ С	8	8	25-39	34
> 300 ⁰ С	-	-	-	-

Продолжение таблицы

Параметры	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скважин	определений		
Пласт АВ ₁ ³				
Плотность кг/м ³	21	24	871-907	880
Вязкость, мм ² /с				
t=20 ⁰ С	21	24	21,3-123	32,8
t=50 ⁰ С	21	24	6,63-25,9	9,6
Температура застывания, ⁰ С	13	15	-7 - +17	-1
Массовое содержание, %:				
серы	21	24	1,06-1,87	1,56
смола силикагелевых	21	24	7,09-14,1	9,5
асфальтенов	21	24	0,85-2,4	1,36
парафина	21	24	0,95-4,1	2,29
Общий выход фракций, %				
НК ⁰ С	21	24	60-185	91
до 100 ⁰ С	13	15	1-5	2
до 150 ⁰ С	19	22	1-10	7
до 200 ⁰ С	21	24	2-18	15
до 250 ⁰ С	21	24	9-27	23
до 300 ⁰ С	21	24	25-39	35
> 300 ⁰ С	3	3	53-59	56
Пласт АВ ₂ ^А				
Плотность кг/м ³	9	9	859-884	870
Вязкость, мм ² /с				
t=20 ⁰ С	9	9	21,1-34,1	24,4
t=50 ⁰ С	9	9	6,7-10,7	7,8
Температура застывания, ⁰ С	2	2	-2 - +1	-2
Массовое содержание, %:				
серы	9	9	1,25-1,78	1,52
смола силикагелевых	9	9	6,74-9,18	8,3
асфальтенов	9	9	0,97-2,24	1,67
парафина	9	9	1,16-5,14	3,19
Общий выход фракций, %				
НК ⁰ С	9	9	51-110	67
до 100 ⁰ С	8	8	3-4	3
до 150 ⁰ С	9	9	6-13	11
до 200 ⁰ С	9	9	16-20	18
до 250 ⁰ С	9	9	22-29	27
до 300 ⁰ С	9	9	35-40	37
> 300 ⁰ С	1	1	55	55

Продолжение таблицы

Параметры	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скважин	определений		
Пласт АВ ₂ ^Б				
Плотность кг/м ³	1	1	884	884
Вязкость, мм ² /с				
t=20 ⁰ С	1	1	35,7	35,7
t=50 ⁰ С	1	1	11,1	11,1
Температура застывания, ⁰ С	1	1	+3	+3
Массовое содержание, %:				
серы	1	1	1,76	1,76
смола силикагелевых	1	1	8,83	8,83
асфальтенов	1	1	1,45	1,45
парафина	1	1	2,1	2,1
Общий выход фракций, %				
НК ⁰ С	1	1	93	93
до 100 ⁰ С	-	-	-	-
до 150 ⁰ С	1	1	7	7
до 200 ⁰ С	1	1	15	15
до 250 ⁰ С	1	1	21	21
до 300 ⁰ С	1	1	35	35
> 300 ⁰ С	-	-	-	-
Пласт АВ ₂				
Плотность кг/м ³	15	15	859-884	872
Вязкость, мм ² /с				
t=20 ⁰ С	15	15	20,7-35,7	25,2
t=50 ⁰ С	15	15	6,6-11,1	8,13
Температура застывания, ⁰ С	6	6	+3 - -2	-2
Массовое содержание, %:				
серы	15	15	0,8-1,78	1,42
смола силикагелевых	15	15	6,74-9,18	8,26
асфальтенов	15	15	0,97-2,57	1,77
парафина	15	15	1,16-5,14	3,17
Общий выход фракций, %				
НК ⁰ С	15	15	51-110	70
до 100 ⁰ С	12	12	2-5	3
до 150 ⁰ С	15	15	6-14	10
до 200 ⁰ С	15	15	15-22	18
до 250 ⁰ С	15	15	21-30	26
до 300 ⁰ С	15	15	35-40	37
> 300 ⁰ С	1	1	55	55

Продолжение таблицы

Параметры	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скважин	определений		
Пласт Ю ₁ ¹				
Плотность кг/м ³	7	7	860-889	868
Вязкость, мм ² /с				
t=20 ⁰ С	7	7	10,2-45,6	16,5
t=50 ⁰ С	7	7	4,6-15,3	6,5
Температура застывания, ⁰ С	3	3	-7 - -2	-6
Массовое содержание, %:				
серы	7	7	0,8-1,4	1,0
смола силикагелевых	7	7	4,5-8,8	6,9
асфальтенов	7	7	1,6-5,4	3,0
парафина	7	7	2-4,9	2,9
Общий выход фракций, %				
НК ⁰ С	7	7	51-108	65
до 100 ⁰ С	6	6	4-7	6
до 150 ⁰ С	7	7	7-17	13
до 200 ⁰ С	7	7	15-26	22
до 250 ⁰ С	7	7	25-35	31
до 300 ⁰ С	7	7	36-47	42
> 300 ⁰ С	3	3	64-67	66
Пласт Ю ₁ ²				
Плотность кг/м ³	1	1	866	866
Вязкость, мм ² /с				
t=20 ⁰ С	1	1	18,1	18,1
t=50 ⁰ С	1	1	5,6	5,6
Температура застывания, ⁰ С	1	1	-1	-1
Массовое содержание, %:				
серы	1	1	1,21	1,21
смола силикагелевых	1	1	11,9	11,9
асфальтенов	1	1	3,6	3,6
парафина	1	1	5,9	5,9
Общий выход фракций, %				
НК ⁰ С	1	1	50	50
до 100 ⁰ С	1	1	6	6
до 150 ⁰ С	1	1	13	13
до 200 ⁰ С	1	1	22	22
до 250 ⁰ С	1	1	32	32
до 300 ⁰ С	1	1	43	43
> 300 ⁰ С	-	-	-	-

Приложение Г

(справочное)

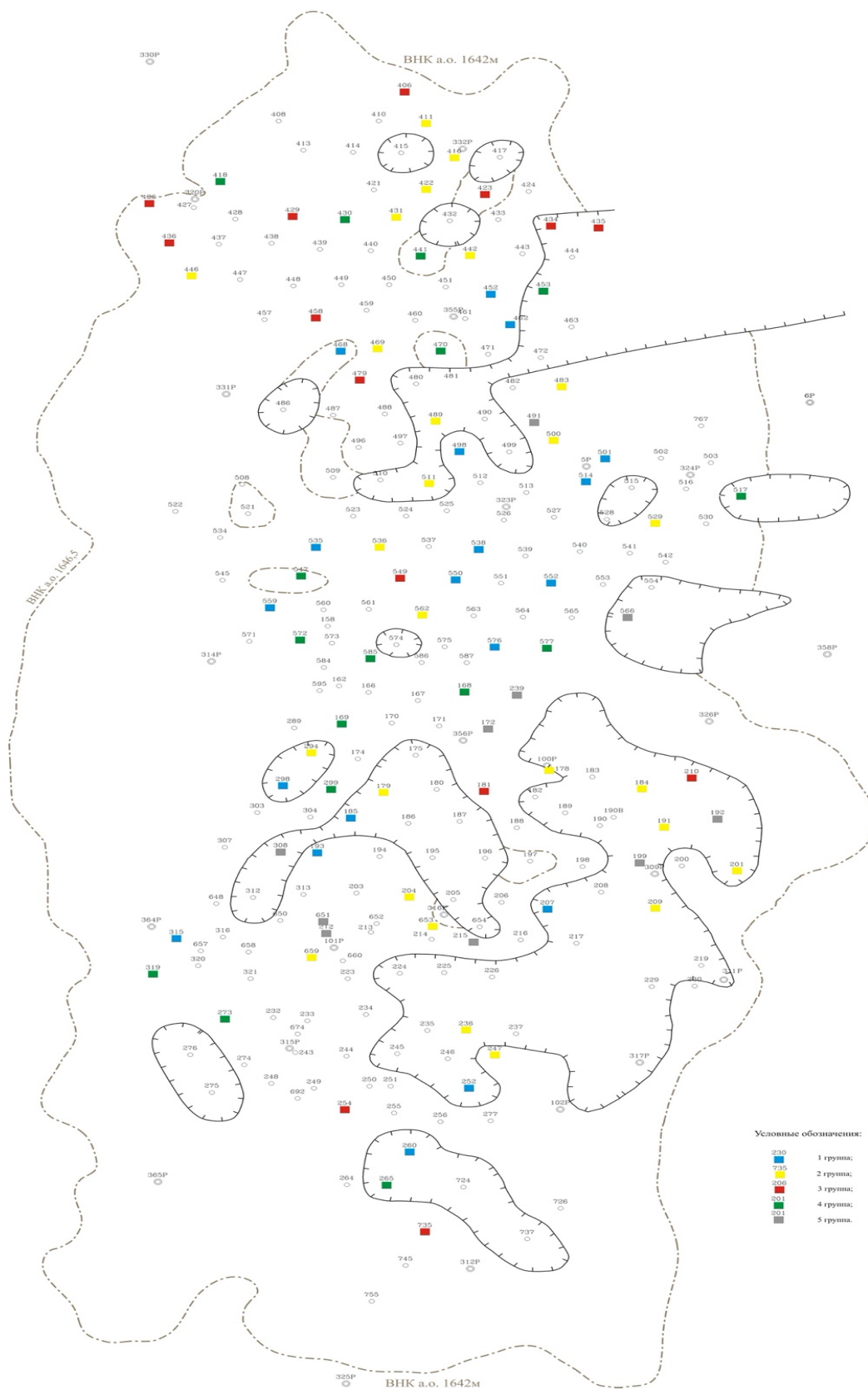
Текущее состояние разработки Западно-Полуденного месторождения за 2013 год

№ №	Показатели	Ед. изм.	За 2012 год	Месяцы												Итого за 2013
				январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	
1	Добыча нефти общая	тыс.т	608,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	45,4	46,6	560,7
2	Среднесуточная добыча нефти	т/сут	1667	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1513	1503	1536
3	Добыча нефти из новых скважин	тыс.т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Ввод нефтяных скважин	скв.	0	386	340	384	371	406	378	401	399	387	401	0	0	0
5	Дебит новых скважин	т/сут	0,0	12438,6	12152,4	12371,2	12379,5	13107,1	12605,3	12942,8	12855,0	12895,6	12933,3	0,0	0,0	0,0
6	Бурение	м	0	87	87	88	88	88	88	88	88	88	88	0	0	0
7	Добыча жидкости в поверхностных условиях	тыс.т	4389,4	396,2	349,2	393,2	380,6	416,0	387,4	411,3	408,7	396,2	411,0	375,7	385,4	4613,9
8	Среднесуточная добыча жидкости	т/сут	12026	1590	0	0	0	0	0	0	0	0	1516	12524	12433	12641
9	Обводненность	%	86,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	87,9	87,9	87,8
10	Добыча жидкости в пластовых условиях	тыс.м ³	4539,9	337,0	321,0	366,0	326,0	359,0	343,0	353,0	349,3	343,0	362,7	385,0	395,0	4729,7
11	Добыча попутного газа	тыс.м ³	21939	10871,0	11464,3	11806,5	10866,7	11580,6	11433,3	11387,1	11267,7	11433,3	11700,0	1427,8	1460,3	17676,1
12	Средний дебит газовой скважины	м ³ /сут	0,0	145,0	152,8	158,4	143,6	151,5	149,7	152,5	150,5	147,2	151,6	0,0	0,0	0,0
13	Закачка	тыс.м ³	4095,0	85,1	91,9	93,1	85,7	86,3	88,5	85,8	85,5	86,6	88,2	367,0	359,0	4186,0
14	Среднесуточная закачка	м ³ /сут	11219	85	88	90	89	88	88	88	88	88	88	12233	11581	11468
15	Приемистость	м ³ /сут	150,7	80,2	80,3	80,5	80,5	80,6	80,6	80,7	80,7	80,8	80,8	164,8	160,1	152,2
16	Компенсация отбора закачкой за период	%	90,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0	95,3	90,9	88,5
17	Компенсация отбора закачкой с начала года	%	90,2	120,0	120,0	115,0	115,0	115,0	115,0	115,0	115,0	114,0	114,0	88,3	88,5	88,5
18	Компенсация отбора закачкой с начала разработки	%	80,2	109,0	108,0	108,0	111,0	112,0	109,0	109,0	109,0	104,0	106,0	81,0	81,0	81,0
19	Ввод нагнетательных скважин	скв.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
20	Фонд эксплуатационных (нефтяных) скважин	скв.	120	91	90	91	93	96	94	95	94	91	91	114	114	114
21	Фонд действующих	скв.	108	17	17	16	18	16	15	14	15	13	15	103	104	104
22	в т.ч. ФОН	скв.	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	ЭЦН	скв.	91	11	12	7	4	3	6	6	6	10	8	88	88	88
24	ШГН	скв.	16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15	16	16
25	REDA	скв.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	Фонд бездействующих нефтяных скважин	скв.	12	86	86	86	86	86	86	86	86	87	87	11	10	10
27	Фонд действующих газовых скважин	скв.	0	75	76	77	77	78	77	77	77	80	80	0	0	0
28	Фонд бездействующих газовых скважин	скв.	0	11	10	9	9	8	9	9	9	7	7	0	0	0
29	Фонд нагнетательных скважин	скв.	86	0 / 8	0 / 8	0 / 8	0 / 8	0 / 8	0 / 8	0 / 8	0 / 8	0 / 8	0 / 8	87	87	87
30	в т.ч. под закачкой	скв.	76	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	77	74	74
31	Фонд бездействующих нагнетательных скважин	скв.	10	0	0	5	0	0	0	0	0	0	0	10	13	13
32	Фонд наблюдательных / пьезометрических скважин	скв.	0 / 8	16,6 / 127,9	15,9 / 127,3	16 / 130,4	15 / 125	15,4 / 131,7	15,6 / 131,2	16,1 / 133,9	16,1 / 130,4	15,8 / 134,5	16,9 / 138,7	0 / 8	0 / 8	0 / 8
33	Скважины в консервации	скв.	5	0,0 / 0,0	0,0 / 0,0	0,0 / 0,0	0,0 / 0,0	0,0 / 0,0	0,0 / 0,0	0,0 / 0,0	0,0 / 0,0	0,0 / 0,0	0,0 / 0,0	5	5	5
34	Выбытие из эксплуатационного нефтяного фонда	скв.	0	17,9 / 140,6	17,4 / 141,4	17,4 / 145,1	16,8 / 143,7	17,1 / 149,7	17,1 / 146	17,4 / 145,9	17,6 / 145,2	17,3 / 148,2	18,5 / 154,2	0	0	5
35	Дебит (нефть/жидкость) по действующим скважинам	т/сут	17,0 / 122,7	4,5 / 8,1	3,8 / 7,4	3,9 / 7,3	3,6 / 7,2	3,2 / 6,6	3,2 / 6,6	3 / 6,9	2,9 / 7,3	2,7 / 7,3	2,9 / 7,4	15,8 / 130,8	16,0 / 132,2	15,9 / 131,2
36	Дебит (нефть/жидкость) по ФОН	т/сут	0,0 / 0,0	51,7 / 433,6	47 / 423,8	44,7 / 426,2	46,5 / 444,7	0,0 / 0,0	0,0 / 0,0	0,0 / 0,0	0,0 / 0,0	0,0 / 0,0	0,0 / 0,0	0,0 / 0,0	0,0 / 0,0	0,0 / 0,0
37	Дебит (нефть/жидкость) по ЭЦН	т/сут	18,4 / 136,8	109	108	108	111	112	109	109	109	104	106	17,5 / 147,1	17,7 / 148,4	17,5 / 146,3
38	Дебит (нефть/жидкость) по ШГН	т/сут	4,1 / 9,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,9 / 7,6	2,8 / 7,3	3,3 / 7,3
39	Дебит (нефть/жидкость) по REDA	т/сут	70,4 / 472,8	5	5	5	5	4	4	3	3	3	3	0,0 / 0,0	0,0 / 0,0	47,8 / 428,6
40	Коэффициент эксплуатации нефтяных скважин	ед.	0,964	0,948	0,959	0,961	0,975	0,973	0,973	0,962	0,977	0,954	0,969	0,965	0,953	0,947
41	Коэффициент использования нефтяных скважин	ед.	0,887	0,875	0,880	0,885	0,894	0,896	0,900	0,890	0,903	0,883	0,896	0,872	0,857	0,875

Приложение Д

(справочное)

Распределение нагнетательных скважин с учетом характера изменения состояния призабойной зоны пласта



Приложение Е

(справочное)

Оперативные запасы нефти по пластам Западно-Полуденного месторождения на 01.01.2014г.

Залежь	Накопленная добыча на начало года	Запасы предыдущего года по категории АВС ₁ , геол./извл.	Запасы предыдущего года по категории С ₂ , геол./извл.	Годовая добыча + потери	Накопленная добыча на конец года	Текущие извлекаемые запасы категории АВС ₁ , геол./извл.	Текущие извлекаемые запасы категории С ₂ , геол./извл.
Итого:	13086	37040	9906	561	13647	36479	9906
		8604	2760			8043	2760
АВ ₁ ^{3А+3Б}	7070	20118	9129	392	7462	19726	9129
		5953	2574			5561	2574
АВ ₂ ^{А+Б}	5326	15681	597	138	5464	15543	597
		2426	167			2288	167
Ю ₁ ¹⁺²	690	1241	180	31	721	1210	180
		225	19			194	19